

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» вторая очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» вторая очередь (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, 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 распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики) в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 31819.22-2012, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 31819.23-2012, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327, устройства синхронизации системного времени (УССВ) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД), расположенный в центре сбора и обработки информации (ЦСОИ) Красноярской ЖД филиала ОАО «РЖД»; сервер, расположенный в ЦСОИ ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ»; программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место персонала (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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы соответствующего GSM-модема и далее по каналам связи стандарта GSM - на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер сбора и БД по каналу связи сети Ethernet, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. На сервере сбора и БД осуществляется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. От сервера сбора и БД информация в виде xml-макетов формата 80020 передается на сервер ЦСОИ ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» по каналу связи сети Internet.

Передача информации от сервера ЦСОИ ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиалы АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния 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 для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации системного времени УССВ, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемников.

Сравнение часов УСПД с соответствующим УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний часов УСПД с соответствующим УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение часов сервера сбора и БД с УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов сервера сбора и БД производится при расхождении с часами УСПД на величину более ± 1 с. Предусмотрена возможность настройки синхронизации часов сервера сбора и БД от любого УСПД, входящего в состав АИИС КУЭ.

Сравнение часов счетчиков с часами соответствующего УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более ± 1 с. Передача информации от счетчика до УСПД, от УСПД до сервера сбора и БД реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика, УСПД и сервера сбора и БД отражаются в соответствующих журналах событий.

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. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ± 1 единицы младшего разряда.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР АРМ»	«АльфаЦЕНТР СУБД «Oracle»	«АльфаЦЕНТР Коммуникатор»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 4	не ниже 9	не ниже 3
Цифровой идентификатор ПО	a65bae8d7150931f 811cfbc6e4c7189d	bb640e93f359bab1 5a02979e24d5ed48	3ef7fb23cfl60f56 602lbf19264ca8d6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		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
1	ПС Критово- тяговая ВЛ 110кВ С-25	ТГФ-110 Кл.т. 0,2S 400/1	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-327	Актив- ная	0,6	1,5
		Рег. № 58287-14	Рег. № 24218-13	Рег. № 31857-11	Рег. № 41907-09	Реактив- ная	1,1	2,5
2	ПС Критово- тяговая ВЛ 110кВ С-26	ТГФ-110 Кл.т. 0,2S 400/1	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5	RTU-327	Актив- ная	0,6	1,5
		Рег. № 58287-14	Рег. № 24218-13	Рег. № 31857-11	Рег. № 41907-09	Реактив- ная	1,1	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ПС Чернореченская-тяга Ввод 1Т 110кВ	ТГФ-110 Кл.т. 0,2S 200/1 Пер. № 58287-14	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Пер. № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т.0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	RTU-327 Пер. № 41907-09	Актив-ная Реактив-ная	0,6 1,1	1,5 2,5
4	ПС Чернореченская-тяга Ввод 2Т 110кВ	ТГФ-110 Кл.т. 0,2S 200/1 Пер. № 58287-14	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Пер. № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	RTU-327 Пер. № 41907-09	Актив-ная Реактив-ная	0,6 1,1	1,5 2,5
5	ПС Чернореченская-тяга Ввод 3Т 110кВ	ТГФ-110 Кл.т. 0,2S 200/1 Пер. № 58287-14	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Пер. № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	RTU-327 Пер. № 41907-09	Актив-ная Реактив-ная	0,6 1,1	1,5 2,5
6	ПС Кача-тяговая ВЛ 110 кВ С-19	ТГФ-110 Кл.т. 0,2S 400/1 Пер. № 58287-14	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Пер. № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	RTU-327 Пер. № 41907-09	Актив-ная Реактив-ная	0,6 1,1	1,5 2,5
7	ПС Кача-тяговая ВЛ 110 кВ С-22	ТГФ-110 Кл.т. 0,2S 400/1 Пер. № 58287-14	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Пер. № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	RTU-327 Пер. № 41907-09	Актив-ная Реактив-ная	0,6 1,1	1,5 2,5
8	ПС Филимоново-тяговая ВЛ 110 кВ С-67	ТГФ-110 Кл.т. 0,2S 400/1 Пер. № 58287-14	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Пер. № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	RTU-327 Пер. № 19495-03	Актив-ная Реактив-ная	0,6 1,1	1,5 2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ПС Филимоново- тяговая ВЛ 110 кВ С-68	ТГФ-110	НАМИ-110 УХЛ1	A1802RALQ-P4GB-	RTU-327	Актив-	0,6	1,5
		Кл.т. 0,2S 400/1	Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$	DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5	Рег. № 19495-03	Реактив-		
		Рег. № 58287-14	Рег. № 24218-13	Рег. № 31857-11				

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 минут.
- 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 на аналогичные утвержденного типа. 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
1	2
Количество ИК	9
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности: <ul style="list-style-type: none"> – $\cos\varphi$ – $\sin\varphi$ <p>– частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,5 до 1,0</p> <p>от 0,5 до 0,87</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД RTU-327 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 41907-09):</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД RTU-327 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 19495-03):</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УССВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>120000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>24</p> <p>40000</p> <p>24</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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 <p>сервер:</p> <p>хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>180</p> <p>5</p> <p>45</p> <p>5</p> <p>3,5</p>

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 с помощью электронной почты и сотовой связи.

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- 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 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
Трансформаторы тока	ТГФ-110	27 шт.
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110 УХЛ1	24 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	9 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии	RTU-327	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени	УССВ	2 шт.
Сервер сбора и БД	Intel	1 шт.
Сервер ЦСОИ ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ»	Intel	1 шт.
Методика поверки	МП ЭПР-011-2017	1 экз.
Паспорт-формуляр	ЭНСТ 101.00.000 ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-011-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» вторая очередь. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 15.05.2017 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- счетчик Альфа А1800 - в соответствии с документом ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г., и документом ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки», утвержденным в 2012 г.;
- УСПД RTU-327 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 41907-09) - в соответствии с документом ДЯИМ.466215.007 МП «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- УСПД RTU-327 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 19495-03) - в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ВНИИМС в 2003 г.;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13).

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 эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» вторая очередь

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

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы») ИНН 3328498209

Адрес: 600022, г. Владимир, а/я 11

Юридический адрес: 600035, г. Владимир, ул. Куйбышева, д.16, офис 411

Телефон (факс): (4922) 60-23-22

Web-сайт: www.ensys.su

E-mail: post@ensys.su

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57

Телефон: (929) 935-90-11

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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.