

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ГОК «Инаглинский»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ГОК «Инаглинский» (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 счётчики активной и реактивной электрической энергии (счётчики) в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приёма-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе контроллера сетевого промышленного СИКОН С70 (регистрационный № 28822-05), устройство синхронизации времени УСВ-2 (регистрационный № 41681-10) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы и напряжения переменного тока в микропроцессоре счётчика 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Измерительная информация из УСПД по основному каналу связи Ethernet поступает на сервер. При отказе основного канала связи передача измерительной информации из УСПД на сервер осуществляется по резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети стандарта GSM. На сервере осуществляется дальнейшая обработка поступающей информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение полученных данных, оформление отчетных документов. Далее информация из сервера по каналу связи Internet поступает на АРМ сбытовой организации.

Передача информации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС», в филиал АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ и другим заинтересованным организациям осуществляется через АРМ энергосбытовой компании с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов форматов 80020 и 80030 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-2, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приёмника.

Сравнение показаний часов УСПД с УСВ-2 осуществляется 1 раз в час, корректировка часов УСПД производится при расхождении с УСВ-2 на величину более ± 1 с. Сравнение показаний часов сервера с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов сервера производится при расхождении с часами УСПД на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счётчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов УСПД на величину более ± 1 с. Передача информации от счётчика до УСПД, от УСПД до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Погрешность СОЕВ составляет не более ± 5 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации ПО средств измерений. 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 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	Библиотека программных модулей ПО «АльфаЦЕНТР» ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
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

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Пределы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	ПС 110/6,6/6,3 кВ «Инаглинская», ОРУ-110 кВ, отпайка ВЛ-110 кВ (от Л-102)	ТФЗМ-110 Ктт=200/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 32825-11	НАМИ-110 УХЛ1 К _{ТН} =110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Рег. № 24218-13	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная	0,6	1,5
						реактив-ная	1,1	2,5
2	ПС 110/6,6/6,3 кВ «Инаглинская», ОРУ-110 кВ, отпайка ВЛ-110 кВ (от Л-101)	ТФЗМ-110 Ктт=200/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 32825-11	НАМИ-110 УХЛ1 К _{ТН} =110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Рег. № 24218-13	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	активная	0,6	1,5
						реактив-ная	1,1	2,5

* Примечания

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.

3 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение $(0,95-1,05) \cdot U_{\text{н}}$; сила тока $(1,0-1,2) \cdot I_{\text{н}}$; $\cos j = 0,9$ инд. ($\sin j = 0,5$); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц; магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл;
- температура окружающей среды: (20 ± 5) °С.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9-1,1) \cdot U_{\text{н1}}$; диапазон силы первичного тока $(0,01-1,2) \cdot I_{\text{н1}}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5-1,0 (0,5-0,87); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 60 до плюс 40 °С;
- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счётчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9-1,1) \cdot U_{\text{н2}}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01-1,2) \cdot I_{\text{н2}}$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5-1,0 (0,5-0,87); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 75 °С;
- относительная влажность воздуха не более 95 % при плюс 30 °С;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от плюс 15 до плюс 25 °С;
- относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 25 °С;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2 % от $I_{\text{ном}}$ $\cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счётчиков электроэнергии от 0 до плюс 40 °С.

6 Допускается замена ТТ, ТН и счётчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, перечисленными в таблице 2. Допускается замена УСПД и УСВ-2 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.

7 Все типы средств измерений, представляющих измерительные компоненты АИИС КУЭ, должны быть утвержденного типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФИФ).

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счётчик Меркурий 234 - среднее время наработки на отказ не менее $T=220000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{\text{в}}=2$ ч;
- контроллер СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее $T=70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{\text{в}}=2$ ч;
- УСВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее $T=35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{\text{в}}=2$ ч;

- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T=100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=0,5$ ч.

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 счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счётчике.

- журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счётчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счётчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера.

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счётчика электрической энергии;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках 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).

Глубина хранения информации:

- счётчики - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 170 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;

- УСПД - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 3,5 лет;

- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (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.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	Количество
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110	6 шт.
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	2 шт.
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
Сервер	HP Proliant DL 120 Gen9	1 шт.
Методика поверки	-	1 экз.
Паспорт-формуляр	АКУП.411711.003.ПФ	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 66909-17 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ГОК «Инаглинский». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «ИЦРМ» 12.01.2017 г.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счётчик Меркурий 234 - в соответствии с документом АВЛГ.411152.033 РЭ1 «Счётчики электрической энергии статические трехфазные Меркурий 234. Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки», утверждённым руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 01 сентября 2011 г.;
- контроллер СИКОН С70 - в соответствии с документом ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденным ВНИИМС в 2005 г.;
- УСВ-2 - в соответствии с документом ВЛСТ 237.00.001 И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утверждённым ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.

Основные средства поверки:

- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный № 27008-04);
- термогигрометр CENTER (мод.314): 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 % (регистрационный № 22129-01);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

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 эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ГОК «Инаглинский»

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 «Автоматизация Комплект Учёт Проект» (ООО «АКУП»)

ИНН: 7725743133

Адрес: 115114, г. Москва, Даниловская набережная, д. 8, стр. 29А

Телефон: (985) 343-55-07

Заявитель

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

ИНН: 5024145974

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

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Адрес: 142700, Московская область, Ленинский район, г. Видное, Промзона тер. корп. 526

Телефон: (495) 278-02-48

Web-сайт: www.ic-rm.ru

E-mail: info@ic-rm.ru

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.