

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО "РУСАЛ Урал" Филиал "РУСАЛ Волгоград"

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО "РУСАЛ Урал" Филиал "РУСАЛ Волгоград" (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – представляет собой информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя высокопроизводительный сервер DEPO Race S440N с установленным программным обеспечением ПО "Альфа ЦЕНТР", NTP-сервер точного времени ФГУП "ВНИИФТРИ", локально-вычислительную сеть, автоматизированное рабочее место (далее – АРМ), технические средства приёма-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на вход соответствующего конвертера RS-422/485 в Ethernet, далее с помощью стека протокола TCP/IP адресации данные поступают на верхний уровень системы (сервер), где осуществляется хранение, накопление и обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Отчеты в формате XML формируются на ИВК АИИС КУЭ, подписываются электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляются по каналу связи сети Интернет в АО "АТС", региональному филиалу АО "СО ЕЭС" и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Уровень ИВК также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Интернет.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая формируется на всех уровнях системы. В качестве источника синхронизации времени ИВК используется NTP-сервер точного времени ФГУП "ВНИИФТРИ", обеспечивающий передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-сервера первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC (SU) не превышает 10 мс. Сервер периодически сравнивает свое системное время с часами NTP-сервера. Сличение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Синхронизация показаний часов счетчиков с часами сервера производится во время сеанса связи со счетчиками. Сличение времени часов счетчиков с временем часов сервера осуществляется один раз в сутки, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов сервера ± 2 с.

Журналы событий счетчика электрической энергии, сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется 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 Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

| Идентификационные данные (признаки) | Значение |
|---|----------------------------------|
| Идентификационное наименование модуля ПО | ac_metrology.dll |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 12.1 |
| Цифровой идентификатор ПО | 3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5 |

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

| Номер ИК | Наименование измерительного канала | Состав измерительного канала | | | |
|----------|--|--|--|--|--|
| | | Трансформатор тока | Трансформатор напряжения | Счетчик электрической энергии | УССВ/Сервер |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | КПП-1 ввод В-1 10 кВ | ТЛШ-10 Ктт = 5000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 11077-07 | TDC-4 Ктн = 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 17081-98 | EA02RALX-P4-BN-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07 | NTP-сервер точного времени ФГУП "ВНИИФТРИ"/DEPO Race S440H |
| 2 | КПП-1 ввод В-3 10 кВ | ТЛШ-10 Ктт = 5000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 11077-07 | TDC 4 Ктн = 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 17081-98 | EA02RALX-P4-BN-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07 | |
| 3 | КПП-1 ввод В-5 10 кВ | ТЛШ-10 Ктт = 5000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 11077-07 | TDC 4 Ктн = 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 17081-98 | EA02RALX-P4-BN-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07 | |
| 4 | КПП-1 ввод В-6 10 кВ | ТЛШ-10 Ктт = 5000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 11077-07 | TDC 4 Ктн = 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 17081-98 | EA02RALX-P4-BN-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07 | |
| 5 | КПП-1 ввод В-7 10 кВ | ТЛШ-10 Ктт = 5000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 11077-07 | TDC 4 Ктн = 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 17081-98 | EA02RALX-P4-BN-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07 | |
| 6 | КПП-1 ввод В-8 10 кВ | ТЛШ-10 Ктт = 5000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 11077-07 | TDC 4 Ктн = 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 17081-98 | EA02RALX-P4-BN-3 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07 | |
| 7 | КПП-1 10 кВ РУ-10 кВ 1 СШ-10 кВ яч.13 | ТЛК-10 Ктт = 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 9143-06 | НАМИТ-10 Ктн = 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07 | СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04 | |
| 8 | КПП-1 10 кВ РУ-10 кВ 2 СШ-10 кВ яч.18 | ТЛК-10 Ктт = 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 9143-06 | НАМИТ-10 Ктн = 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07 | СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04 | |

Продолжение таблицы 2

Примечания:

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 2 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 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

| Номер ИК | Вид электрической энергии | Границы основной погрешности, ($\pm d$), % | Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm d$),% |
|-------------|---------------------------|--|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1,2,3,4,5,6 | Активная | 0,6 | 1,3 |
| | Реактивная | 1,0 | 2,3 |
| 7,8 | Активная | 1,2 | 2,6 |
| | Реактивная | 1,9 | 4,2 |

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$

3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos\varphi=0,8$ ($\sin\varphi=0,6$), токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, и при $\cos\varphi=0,8$ ($\sin\varphi=0,6$), токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$ для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 5 до 35 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

| Наименование характеристики | Значение |
|---|---|
| 1 | 2 |
| Количество измерительных каналов | 8 |
| <p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °С - частота, Гц | <p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,8</p> <p>от +21 до +25</p> <p>50</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 $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С <ul style="list-style-type: none"> - температура окружающей среды для счетчиков, °С: - температура окружающей среды для сервера, °С: - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, не более, % - частота, Гц | <p>от 90 до 110</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 0,8_{смк}</p> <p>от -40 до +70</p> <p>от 5 до +35</p> <p>от 10 до +30</p> <p>от 80 до 106,7</p> <p>98</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 |
|---|----|
| <p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики ЕвроАльфа:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: 80000 - среднее время восстановления работоспособности, ч 2 <p>Счетчики СЭТ-4ТМ.03:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: 90000 - среднее время восстановления работоспособности, ч 2 <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 50000 - среднее время восстановления работоспособности, ч 0,5 | |
| <p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <p>ЕвроАльфа:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее 336 <p>СЭТ-4ТМ.03:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее 113,7 <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 3,5 | |
| Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с | ±5 |

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий 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 БД;
- защита на программном уровне:
- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование | Обозначение | Количество, шт. |
|---|--|-----------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Трансформатор тока | ТЛШ-10 | 12 |
| | ТЛК-10 | 4 |
| Трансформатор напряжения | ТДС 4 | 12 |
| | НАМИТ-10 | 2 |
| Счетчик электрической энергии многофункциональный | EA02RALX-P4-BN-3 | 6 |
| | СЭТ-4ТМ.03 | 2 |
| Устройство синхронизации системного времени | NTP-сервер точного времени ФГУП "ВНИИФТРИ" | 1 |
| Сервер | DEPO Race S440H | 1 |
| ПО | АльфаЦентр | 1 |
| Документация | | |
| Методика поверки | МП 26.51.43-04-3443124794-2018 | 1 |
| Формуляр | ФО 22498673.422231.18/010 | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП 26.51.43-04-3443124794-2018. "Система автоматизи-рованная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АО "РУСАЛ Урал" Филиал "РУСАЛ Волгоград". Измерительные каналы. Методика поверки", утвержденному ФБУ "Самарский ЦСМ" 07.06.2018 г.

Основные средства поверки:

- ТТ - по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН - по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03 по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к документу ИЛГШ.411152.124 РЭ "Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации", методика поверки согласована ГЦИ СИ ФБУ "Нижегородский ЦСМ" 10.09.2004 г.;
- Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа по документу "ГЦИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки №026/447-2007", согласованной ГЦИ СИ ФГУ "Ростест-Москва" в сентябре 2007 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 27008-04);
- термогигрометр CENTER 314 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-04);
- 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);
- мультиметр "Ресурс-ПЭ-5" (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33750-12).

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

"Методика измерений электроэнергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО "РУСАЛ Урал" Филиал "РУСАЛ Волгоград", МВИ 26.51.43-04-3443124794-2018, аттестованной ФБУ "Самарский ЦСМ" 28.05.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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 "Центр энерготехнологий ТЭС"
(ООО "Центр энерготехнологий ТЭС")
ИНН 3443124794
Адрес: 400117, г. Волгоград, ул. Шекснинская, д.42, оф.108
Телефон: (8442) 26-42-38, факс: (8442) 50-58-95

Испытательный центр

ФБУ "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области" (ФБУ Самарский ЦСМ)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134
Телефон: 8 (846) 336-08-27, факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ___ » _____ 2018 г.