

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Дубровская ТЭЦ»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Дубровская ТЭЦ» (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 (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) Сикон С70 (рег. № 28822-05), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и обеспечения питания технологического оборудования, автоматизированное рабочее место персонала (далее - АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Результаты измерений электроэнергии ( $W$ , кВт·ч,  $Q$ , квар·ч) передаются в целых числах и соотношены с единым календарным временем.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков, по проводным линиям связи через интерфейс RS-485, поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по каналу связи Ethernet на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

АРМ энергосбытовой организации, субъекта ОРЭМ, подключённый к базе данных ИВК АИИС КУЭ ООО «Дубровская ТЭЦ» при помощи удалённого доступа по сети Internet в автоматическом режиме, с использованием ЭЦП, раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP отчёты в формате XML в АО «АТС» и всем заинтересованным субъектам. XML-макеты формируются в соответствии с Приложением 11.1.1 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 (далее - СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-3, включающего в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (ГЛОНАСС/GPS). Часы УСВ-3 синхронизированы с приемником сигналов точного времени, сличение ежесекундное. Часы сервера баз данных АИИС КУЭ синхронизируются с часами УСВ-3 не реже 1 раза в час при достижении расхождения времени более чем на  $\pm 1$  с. Часы УСПД синхронизированы по времени с часами сервера АИИС КУЭ, сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи, коррекция часов происходит вне зависимости от наличия расхождения. Абсолютная погрешность измерений времени УСПД составляет  $\pm 2$  с.

Сличение часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД на величину более  $\pm 1$  с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» (Версия не ниже 3,0). 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 - «высокий» 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
1	2
Идентификационное наименование модулей ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование модулей ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование модулей ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование модулей ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование модулей ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование модулей ПО	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование модулей ПО:	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование модулей ПО	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование модулей ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование модулей ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Продолжение таблицы 1

1	2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/УССВ/Сервер
1	ТМН-2	ТЛП-10 1000/5 Кл. т. 0,5S рег. № 30709-07	НТМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 рег. № 831-53	А1805RALQ- P4GB-DW-4; Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	СИКОН С70, рег. № 28822-05/ УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProLiant DL360
2	ТМН-3	ТЛП-10 1000/5 Кл. т. 0,5S рег. № 30709-07	НТМИ 6000/100 Кл. т. 0,5 рег. № 831-53	А1805RALQ- P4GB-DW-4; Кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
3	ТМН-5	ТЛП-10 750/5 Кл. т. 0,5S рег. № 30709-07	НТМИ 10000/100 Кл. т. 0,5 рег. № 831-53	А1805RALQ- P4GB-DW-4; Кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
4	ТМН-7	ТЛП-10 2000/5 Кл. т. 0,5S рег. № 30709-07	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 рег. № 159-49	А1805RALQ- P4GB-DW-4; Кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	
5	ТМН-8	ТЛП-10 1000/5 Кл. т. 0,5S рег. № 30709-07	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 рег. № 159-49	А1805RALQ- P4GB-DW-4; Кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-06	

**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 УСПД и 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, ( $\pm d$ ), %
1-5	Активная Реактивная	1,5 2,3	2,7 4,1
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности <math>P = 0,95</math>.</p> <p>3 Границы погрешности результатов измерений приведены для <math>\cos\varphi=0,8</math> (<math>\sin\varphi=0,6</math>), токе ТТ, равном 100 % от <math>I_{ном}</math> для нормальных условий, и при <math>\cos\varphi=0,8</math> (<math>\sin\varphi=0,6</math>), токе ТТ, равном 5 % от <math>I_{ном}</math> для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до +40 °С.</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	5
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности, <math>\cos j</math></li> <li>- температура окружающей среды для счетчиков, °С</li> </ul>	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности <math>\cos j</math> (<math>\sin j</math>)</li> <li>- температура окружающей среды для счетчиков, °С</li> <li>- температура окружающей среды для УСПД, °С</li> <li>- температура окружающей среды для ТТ, °С</li> <li>- температура окружающей среды для ТН, °С</li> <li>- атмосферное давление, кПа</li> <li>- относительная влажность, %, не более</li> <li>- частота, Гц</li> </ul>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 0,5<sub>инд.</sub> до 0,8<sub>емк</sub></p> <p>от 0 до +40</p> <p>от -10 до +50</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от 80 до 106,7</p> <p>98</p> <p>от 49,6 до 50,4</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики:	
- среднее время наработки на отказ Альфа А1800, ч, не менее	120000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	114
- при отключении питания, лет, не менее	10
УСПД:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер БД:	
- 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;
- 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:

- в журнале событий счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- в журнале УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на УСПД;
  - установка пароля на сервер БД.

**Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ.

## Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	15
Трансформатор напряжения	НОМ-6	5
Трансформатор напряжения	НТМИ	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	5
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HP ProLiant DL360	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Методика поверки	МП 26.51.43-08-3329074523-2018	1
Формуляр	АСВЭ 182.00.000 ФО	1
Руководство по эксплуатации	-	1

## Поверка

осуществляется по документу МП 26.51.43-08-3329074523-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Дубровская ТЭЦ». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 06.04.2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- трансформаторы напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- по МИ 3195-2018. «Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;

- по МИ 3196-2018. «Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;

- по МИ 3598-2018 «Методика измерения потерь напряжения в линиях связи счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;

- счетчики Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;

- УСПД СИКОН С70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденным ВНИИМС в 2005 году;

- устройство синхронизации времени УСВ-3 – осуществляется по документу РТ-МП-3124-441-2016 «Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 23.03.2016 г.

- радиочасы МИР РЧ-01 (рег. № 27008-04), принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);

- термогигрометр CENTER 314 (рег. № 22129-04);

- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (рег. № 28134-04);

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

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

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Дубровская ТЭЦ».

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Дубровская ТЭЦ»**

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 «РусЭл» (ООО «РусЭл»)

ИНН 3702110923

Адрес: 153009, г. Иваново, пр. Строителей, д. 15, оф. 5

Телефон: 8 (4932) 53-09-77

E-mail: [askue37@mail.ru](mailto:askue37@mail.ru)

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Тракторная д.7А

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д.15

Телефон: 8 (4922) 60-43-42

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

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, д. 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: [referent@samaragost.ru](mailto: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.