

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго» - 2 очередь

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго» - 2 очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии,
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

1-ый уровень системы - информационно-измерительный комплекс (ИИК) состоит из измерительных трансформаторов тока (ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746 – 2001, трансформаторов напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчиков активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М.16 класса точности 0,2S/0,5 в ГР № 36697-12 по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии. В виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности 0,5, при измерении реактивной электроэнергии пределы погрешностей при измерении реактивной энергии для данного типа счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 по каждому присоединению (измерительному каналу), указанных в таблице 2 (4 точки измерения).

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ) состоит из устройства сбора и передачи данных на базе СИКОН С50 в ГР №28523-05, технических средств приема-передачи данных, каналов связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) состоит из сервера сбора данных (ССД) ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго», коммутаторов,

автоматизированного рабочего места (АРМ), устройства синхронизации системного времени УСВ-1 в ГР № 28716-05, а также совокупности аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение. АРМ оператора представляет собой персональный компьютер, на котором установлена клиентская часть ПО «Пирамида-АРМ корпорация», ПО АРМ по ЛВС предприятия связано с сервером с установленным ПО «Пирамида 2000. Сервер». Для этого в настройках ПО «Пирамида-АРМ корпорация» указывается IP-адрес сервера.

В качестве ССД и СБД используется основной сервер (HP PROLIANT DL380G4 ) и (или) резервный сервер (Supermicro X6DH8-G/X6DHT-G), расположенных в помещении ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго».

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД (где производится хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы с учетом коэффициентов трансформации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ).

Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему.

Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСВ-1. Коррекция времени в УСВ-1 происходит от GPS-приёмника.

ССД и СБД синхронизируют время с устройствами синхронизации времени УСВ-1. Синхронизация времени серверов происходит каждый час, коррекция времени серверов с временем УСВ-1 осуществляется независимо от расхождения с временем УСВ-1, т.е. серверы входят в режим подчинения устройствам точного времени и устанавливают время с УСВ-1.

Сличение времени УСПД с временем ССД - при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка осуществляется при расхождении времени  $\pm 1,0$  с.

Сличение времени счетчиков ИИК с временем УСПД - при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, корректировка осуществляется при расхождении времени  $\pm 1,0$  с.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ  $\pm 5$  с/сутки.

Данные об энергопотреблении с УСПД СИКОН С50 поступают на сервер ЦСОИ АУ ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго» по интерфейсу Ethernet в общей корпоративной сети передачи данных ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго».

Передача информации в организации – участникам оптового и розничного рынков электроэнергии осуществляется от сервера баз данных через Интернет-провайдера.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго»- 2 очередь» установлено программное обеспечение (ПО)- «Пирамида 2000».

Идентификационные данные (признаки) приведены в таблице №1.

Таблица №1

| Наименование ПО                                                                                                  | Идентификационное наименование ПО | Номер версии (идентификационный номер) ПО | Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета                                             | CalcClients.dll                   | 3                                         | e55712d0b1b219065d63da949114dae4                                | MD5                                             |
| Модуль расчета небаланса энергии/мощности                                                                        | CalcLeakage.dll                   | 3                                         | b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f                                | MD5                                             |
| Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах                                             | CalcLosses.dll                    | 3                                         | d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac                                | MD5                                             |
| Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений | Metrology.dll                     | 3                                         | 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83                                | MD5                                             |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе                                  | ParseBin.dll                      | 3                                         | 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7                                | MD5                                             |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК                           | ParseIEC.dll                      | 3                                         | 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f                                | MD5                                             |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus                                   | ParseModbus.dll                   | 3                                         | c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48                                | MD5                                             |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида                                 | ParsePiramida.dll                 | 3                                         | ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f                                | MD5                                             |
| Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени                                            | VerifyTime.dll                    | 3                                         | 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75                                | MD5                                             |
| Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации                | SynchroNSI.dll                    | 3                                         | 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09                                | MD5                                             |

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р 50.2.077-2014– высокий.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию.

На метрологические характеристики модуля вычислений оказывают влияние пересчётные коэффициенты, которые используются для пересчёта токов, и напряжений считанных из измерительных каналов счётчика, в результирующий параметр (потребляемую мощность).

Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты (разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Значения пересчетных коэффициентов защищены от изменения путём ограничения доступа паролем и опломбированием УСПД. Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений.

### Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов, входящих в измерительный канал АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений представлен в таблице № 2

Таблица № 2

| Номер точки измерений и наименование объекта |                                   | Состав измерительного канала                                           |                                                                                    |                                                    |                       | Метрологические характеристики ИК |                                    |
|----------------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|-----------------------|-----------------------------------|------------------------------------|
|                                              |                                   | ТТ                                                                     | ТН                                                                                 | Счетчик                                            | УСПД                  | Основная погрешность, ±%          | Погрешность в рабочих условиях, ±% |
| 1                                            | КВЛ 110 кВ №1<br>яч. 1А ОРУ-110кВ | TG 145N<br>ф.А № 06595<br>ф.В № 06596<br>ф.С № 06597<br>1500/1,КТ 0,2S | НКФ-110-83У1<br>ф.А №33065<br>ф.В №33156<br>ф.С №33126<br>110000/√3/100/√3,КТ0,5   | СЭТ-4ТМ.03М.16<br>КТ 0,2S/0,5<br>зав. № 0805131512 | Сикон С50 зав.№08.107 | 0,9<br>1,3                        | 2,3<br>3,6                         |
| 2                                            | КВЛ 110 кВ №2<br>яч.1Б ОРУ-110кВ  | TG 145N<br>ф.А № 06594<br>ф.В № 06593<br>ф.С № 06592<br>1500/1,КТ 0,2S | НКФ-110-83<br>ф.А №658810<br>ф.В №658813<br>ф.С №658812<br>110000/√3/100/√3,КТ 0,5 | СЭТ-4ТМ.03М.16<br>КТ 0,2S/0,5<br>зав. № 0805131546 |                       | 0,9<br>1,3                        | 2,3<br>3,6                         |
| 3                                            | КЛ 110 кВ №3<br>яч.24 ОРУ-110кВ   | TG 145N<br>ф.А № 06599<br>ф.В № 06600<br>ф.С № 06598<br>1500/1,КТ 0,2S | НКФ-110-83У1<br>ф.А №33065<br>ф.В №33156<br>ф.С №33126<br>110000/√3/100/√3,КТ 0,5  | СЭТ-4ТМ.03М.16<br>КТ0,2S/0,5<br>зав.№ 0805131469   |                       | 0,9<br>1,3                        | 2,3<br>3,6                         |
| 4                                            | КВЛ 110 кВ №4<br>яч. 25 ОРУ-110кВ | TG 145N<br>ф.А № 06591<br>ф.В № 06589<br>ф.С № 06590<br>1500/1,КТ 0,2S | НКФ-110-83<br>ф.А №658810<br>ф.В №658813<br>ф.С №658812<br>110000/√3/100/√3,КТ 0,5 | СЭТ-4ТМ.03М.16<br>КТ 0,2S/0,5<br>зав. № 0805131476 |                       | 0,9<br>1,3                        | 2,3<br>3,6                         |

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 , 1,02)  $U_{НОМ}$ , ток (0,01 , 1,2)  $I_{НОМ}$ ,  $\cos \varphi = 0,9$  инд.; температура окружающей среды  $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$ .

4. Рабочие условия:

параметры сети: напряжение (0,9 , 1,1)  $U_{НОМ}$ , ток (0,01 , 1,2)  $I_{НОМ}$ ,  $\cos \varphi$  от 0,5 инд до 0,8 емк; допускаемая температура окружающей среды для:

измерительных трансформаторов от  $(-40)$  до  $+70 ^\circ\text{C}$ , счетчиков СЭТ.4ТМ от  $(-40)$  до  $+60 ^\circ\text{C}$ , УСПД Сикон С50 от  $(-10)$  до  $+50 ^\circ\text{C}$ , сервера от  $+10$  до  $+35 ^\circ\text{C}$ .

5. Погрешность в рабочих условиях указана при  $I=0,01 I_{НОМ}$ ,  $\cos \varphi = 0,5$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от  $+20$  до  $+30 ^\circ\text{C}$ ., основная погрешность указана при  $I=0,1 I_{НОМ}$ ,  $\cos \varphi = 0,8$  инд .

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001; трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001; счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ по ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерения активной электроэнергии. В виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности 0,5, при измерении реактивной электроэнергии пределы погрешностей при измерении реактивной энергии для данного типа счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не ниже, чем у перечисленных в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном в ООО «Лукойл-Волгоградэнерго» порядке. Акт хранится с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

Электросчётчик:

-среднее время наработки на отказ не менее  $T_{ср} = 165000$  часов,

-средний срок службы – не менее 30 лет,

Сервер:

среднее время наработки на отказ не менее  $T_{ср} = 140000$  ч,

коэффициент готовности не менее 0,99,

среднее время восстановления работоспособности не более  $t_v = 0,5$  ч;

Трансформатор тока (напряжения):

- среднее время наработки на отказ не менее  $T_{ср} = 400\,000$  ч,

- среднее время восстановления работоспособности не более  $t_v = 2$  ч;

УСПД (СИКОН С50):

- среднее время наработки на отказ не менее не менее  $T_{ср} = 100000$ ч,

- средний срок службы, лет -18 лет;

УСВ-1:

- среднее время наработки на отказ не менее  $T_{ср} = 35\,000$  ч,

- время восстановления работоспособности не более  $t_v = 24$  ч;

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты.

Регистрация событий:

в журнале счётчика:

- параметрирование;

- пропадания напряжения;

- коррекция времени;

в журнале УСПД:

- параметрирования;

- пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике и УСПД;

- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД.

**Защищённость применяемых компонентов:**

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

**Глубина хранения информации:**

- электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М – глубина хранения каждого массива профиля, при времени интегрирования 30 минут, составляет 113 суток (3,7 месяца).
- УСПД СИКОН С50 – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 дней, при отключении питания - не менее 35 суток;
- сервер БД – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - не менее 3,5 лет.

**Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго» - 2 очередь.

**Комплектность средств измерения**

Комплектность АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго» - 2 очередь приведена в таблице №3.

Таблица №3

| Наименование компонента системы                           | Кол-во (шт.) |
|-----------------------------------------------------------|--------------|
| Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М.16, КТ 0,2S/0,5 | 4            |
| Трансформатор тока TG 145N, КТ 0,2S                       | 12           |
| Трансформатор напряжения НКФ-110-83У1, КТ 0,5             | 3            |
| Трансформатор напряжения НКФ-110-83, КТ 0,5               | 3            |
| УСПД СИКОН С50                                            | 1            |
| УСВ-1                                                     | 1            |
| Основной сервер: HP PROLIANT DL380G4                      | 1            |
| Резервный сервер: Supermicro X6DH8- G/X6DHT-G             | 1            |
| АРМ (автоматизированное рабочее место)                    | 1            |
| Методика поверки МП 4222-01-7702575147-2014               | 1            |
| Формуляр ФО 4222-01-7702575147-2014                       | 1            |

**Поверка**

осуществляется в соответствии с документом МП 4222-01-7702575147-2014 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго» - 2 очередь. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Самарский ЦСМ» 03 декабря 2014г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;

- электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М.16 в соответствии с методикой ИЛГШ.411152.145 РЭ1;
- контроллер сетевой индустриальный СИКОН С50 в соответствии с документом «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С50. Методика поверки ВЛСТ 198.00.000 И1», утвержденным ВНИИМС в 2010 году;
- устройство синхронизации времени УСВ-1в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000 МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2004 году;
- радиочасы МИР РЧ-01принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), в ГР № 27008-04, ПГ±1 мкс;

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методы измерений, которые используются в системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго» - 2 очередь приведены в документе - «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ - Волгоградэнерго» - 2очередь. Методика аттестована ЗАО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ» в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации № 70-01.00203-2014 от 24.11.2014 г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго» - 2 очередь**

- § ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- § ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- § ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
- § ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S.

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

-осуществление торговли.

### **Изготовитель**

ЗАО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»

Юридический (почтовый) адрес: 123100, РФ, г. Москва, ул. Мантулинская, д.18;

### **Испытательный центр**

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

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30017-13 от 21.10.2013 г.

### **Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_2015 г.