

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-115 МВт Алексинской ТЭЦ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-115 МВт Алексинской ТЭЦ (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

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 (далее - ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее - счетчики) по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных, контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 (далее - УСПД), каналообразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени типа УСВ-2 на базе GPS-приемника (далее - УСВ-2).

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени типа УСВ-1 на базе GPS-приемника (далее - УСВ-1), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее - АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000».

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы, расположенном в центре сбора и обработки информации выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации - участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов 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 с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с сервера АИИС КУЭ настоящей системы.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается устройством синхронизации времени УСВ-1, синхронизирующим собственное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приёмника, входящего в состав УСВ-1. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени составляют не более 0,5 с. Сервер АИИС КУЭ периодически (1 раз в 1 час) сравнивает свое системное время с УСВ-1, корректировка часов сервера АИИС КУЭ осуществляется независимо от наличия расхождения.

Синхронизация часов УСПД с единым координированным временем обеспечивается подключенным к нему устройством синхронизации времени УСВ-2, синхронизирующим собственное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приёмника, входящего в состав УСВ-2. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени УСВ-2 составляет не более ± 10 мкс. Сличение часов УСПД с УСВ-2 производится 1 раз в 30 минут, коррекция часов УСПД с временем УСВ-2 проводится независимо от величины расхождения времени.

Сличение часов счетчиков с часами УСПД осуществляется каждый сеанс связи (1 раз в 30 минут), коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки.

Погрешность хода часов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, УСПД, сервера АИИС КУЭ отражаются в журналах событий. Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журнале событий сервера АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО.

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

| Наименование ПО | Наименование файла | Номер версии ПО | Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО |
|--------------------|--------------------|-----------------|---|---|
| ПО «Пирамида 2000» | CalcClients.dll | 3.0 | e55712d0b1b219065d63da949114dae4 | MD5 |
| | CalcLeakage.dll | | b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f | |
| | CalcLosses.dll | | d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac | |
| | Metrology.dll | | 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 | |
| | ParseBin.dll | | 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 | |
| | ParseIEC.dll | | 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f | |
| | ParseModbus.dll | | c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 | |
| | ParsePiramida.dll | | ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f | |
| | SynchroNSI.dll | | 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 | |
| | VerifyTime.dll | | 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75 | |

ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровня измерительных каналов АИИС КУЭ

| Номер ИК | Наименование точки измерений | Состав измерительного канала | | | | Вид электроэнергии |
|----------|---------------------------------------|---------------------------------|--|--------------------------------|-----------|------------------------|
| | | ТТ | ТН | Счётчик | УСПД | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | Алексинская ТЭЦ (ПГУ), ТГ-5 (10,5 кВ) | ТОЛ 4000/5 Кл. т. 0,2S | ЗНОЛП-10 10500/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 | СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 | СИКОН С70 | активная реактивная |
| 2 | Алексинская ТЭЦ (ПГУ), ТГ-6 (10,5 кВ) | ТОЛ 4000/5 Кл. т. 0,2S | ЗНОЛП-10 10500/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 | СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 | СИКОН С70 | активная реактивная |
| 3 | Алексинская ТЭЦ (ПГУ), ТГ-7 (10,5 кВ) | ТЛШ-10 3000/5 Кл. т. 0,2S | ЗНОЛ-СВЭЛ-10-4 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 | СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 | СИКОН С70 | активная реактивная |

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

| Номер ИК | Диапазон тока | Метрологические характеристики ИК | | | | | |
|-----------------------------------|--------------------------------------|---|----------------------|----------------------|--|----------------------|----------------------|
| | | Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), % | | | Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), % | | |
| | | $\cos \varphi = 1$ | $\cos \varphi = 0,8$ | $\cos \varphi = 0,5$ | $\cos \varphi = 1$ | $\cos \varphi = 0,8$ | $\cos \varphi = 0,5$ |
| 1-3 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S) | $I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$ | 0,5 | 0,6 | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 1,2 |
| | $0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$ | 0,5 | 0,6 | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 1,2 |
| | $0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$ | 0,6 | 0,8 | 1,2 | 0,8 | 1,0 | 1,3 |
| | $0,01 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$ | 1,0 | 1,3 | 2,0 | 1,2 | 1,5 | 2,1 |

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

| Номер ИК | Диапазон тока | Метрологические характеристики ИК | | | |
|----------------------------------|--------------------------------------|---|----------------------|--|----------------------|
| | | Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), % | | Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), % | |
| | | $\cos \varphi = 0,8$ | $\cos \varphi = 0,5$ | $\cos \varphi = 0,8$ | $\cos \varphi = 0,5$ |
| 1-3 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5) | $I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$ | 1,0 | 0,8 | 1,7 | 1,6 |
| | $0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$ | 1,0 | 0,8 | 1,7 | 1,6 |
| | $0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$ | 1,1 | 0,9 | 1,8 | 1,7 |
| | $0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$ | 2,0 | 1,5 | 2,4 | 2,1 |

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
 - 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 1$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 35 °С.
 - 4 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
- Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Основные технические характеристики ИК

| Наименование характеристики | Значение |
|---|--|
| Количество измерительных каналов | 3 |
| Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C | от 99 до 101 от 1 до 120 0,9 от +21 до +25 |
| Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C | от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от -40 до +60 от -10 до +50 |
| Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: УСВ-1 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-2 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч | 165000 2 70000 1 70000 2 35000 2 35000 2 |
| Глубина хранения информации Электросчетчики: СЭТ-4ТМ.03М - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - график средних мощностей за интервал 30 мин, суток Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее | 113 10 45 3,5 |

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД, 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:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД.
- журнал ИВК:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и ИВК.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера (серверных шкафов);
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-115 МВт Алексинской ТЭЦ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование | Тип | Рег. № | Количество, шт. |
|--|-------------|----------|-----------------|
| Трансформаторы тока | ТОЛ | 47959-16 | 6 |
| Трансформаторы тока | ТЛШ | 47957-11 | 3 |
| Трансформаторы напряжения | ЗНОЛ | 46738-11 | 6 |
| Трансформаторы напряжения | ЗНОЛ-СВЭЛ | 42661-09 | 3 |
| Счетчики электрической энергии многофункциональные | СЭТ-4ТМ.03М | 36697-12 | 3 |
| Контроллеры сетевые промышленные | СИКОН С70 | 28822-05 | 1 |
| Устройства синхронизации времени | УСВ-1 | 28716-05 | 1 |
| Устройства синхронизации времени | УСВ-2 | 41681-10 | 1 |
| Методика поверки | - | - | 1 |
| Паспорт-формуляр | - | - | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП 006-17 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-115 МВт Алексинской ТЭЦ. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «МетроСервис» 09 июня 2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- СИКОН С70 - в соответствии с документом ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденным ВНИИМС в 2005 г.;
- УСВ-1 - в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000 МП», утверждённым ФГУП «ВНИИФТРИ» «15» декабря 2004 г.;
- УСВ-2 - по документу ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Рег. № 46656-11);
- термогигрометр «Ива-6А-Д»: диапазон измерений температуры от минус 20 °С до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 0 % до 98 %, дискретность 0,1 %;
- миллитесламетр Ш1-15У: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 199,9 мТл.

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

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

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПГУ-115 МВт Алексинской ТЭЦ (АИИС КУЭ ПГУ-115 МВт Алексинской ТЭЦ), аттестованной АО ГК «Системы и технологии», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-115 МВт Алексинской 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

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и технологии»
(АО ГК «Системы и Технологии»)
ИНН: 3327304235
Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8
Тел./ факс: (4922) 33-67-66/ 42-45-02
E-mail: st@sicon.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Стройэнергетика»
(ООО «Стройэнергетика»)
ИНН: 7716809275
Адрес: 129337 г. Москва, ул. Красная Сосна, д. 20, стр. 1
Тел./факс: (495) 410-28-81
E-mail: Stroyenergetika@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Россия, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, 6а
Тел.: (391) 224-85-62
E-mail: E.E.Servis@mail.com

Аттестат аккредитации ООО «МетроСервис» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.