

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 03 » сентябрь 2025 г. № 1877

Регистрационный № 96322-25

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Афипский НПЗ», Технологическое производство №2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Афипский НПЗ», Технологическое производство №2 (АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного 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 (ТТ) и напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327L, устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», каналообразующую аппаратуру и АРМ энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка.

Первичные 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 случае отсутствия ТТ и (или) ТН подключение цепей счетчика производится по проводным линиям, подключенными непосредственно к первичному источнику). В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микроконтроллере 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК № 1-12 поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК № 13-20 поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации.

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

ИВК по сети Internet с использованием электронной подписи раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ 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 Internet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ: ИИК, ИВКЭ и ИВК.

СОЕВ включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера и УССВ.

УССВ на основе приемника сигналов точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам ГЛОНАСС/GPS с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени УССВ более чем на ± 1 с.

Сравнение показаний часов сервера с часами УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов сервера производится при расхождении часов сервера и УСПД более чем на ± 1 с.

Для ИК № 1-12 сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется при каждом обращении УСПД к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении часов счетчиков и УСПД более чем на ± 2 с.

Для ИК № 13-20 сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется при каждом обращении сервера к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении часов счетчиков и сервера более чем на ± 2 с.

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

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств с фиксацией времени до и после коррекции или величиной коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Журналы событий УСПД, сервера АИИС КУЭ отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№1360) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят метрологически значимые модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» 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 «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

| Идентификационные признаки | Значение |
|---|--|
| Идентификационное наименование ПО | ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | не ниже 12.01 |
| Цифровой идентификатор ПО | 3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5 |

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

| Номер ИК | Наименование ИК | Измерительные компоненты | | | | Вид электро-энергии | Метрологические характеристики ИК | |
|----------|--|---|--|--|---|---------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| | | ТТ | ТН | Счётчик | УСПД / УССВ | | Основная погрешность, % | Погрешность в рабочих условиях, % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | ПС 110 кВ НПЗ, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1 | ТФМ-110 II У1 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 16023-97 | НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94 | СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17 | RTU-327L Рег. № 41907-09 / УССВ-2 Рег. № 54074-13 | активная | ±1,2 | ±4,1 |
| 2 | ПС 110 кВ НПЗ, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2 | ТФМ-110 II У1 Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 16023-97 | НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 Ктн 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94 | СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08 | | реактивная | ±2,8 | ±7,1 |
| 3 | ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.3, КЛ-6 кВ НПЗ-3 (ф.3) | ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59 ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2363-68 | НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70 | СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17 | активная | ±1,2 | ±4,1 | |
| 4 | ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.11, КЛ-6 кВ НПЗ-11 (ф.11) | ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59 | НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70 | СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17 | | реактивная | ±2,8 | ±7,1 |
| | | | | | | активная | ±1,2 | ±4,1 |
| | | | | | | реактивная | ±2,8 | ±7,1 |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|----|--|--|---|--|--|------------|------|------|
| 5 | ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.12, КЛ-6 кВ НПЗ-12 (ф.12) | ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-59 | НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70 | СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12 | RTU-327L Рег. № 41907-09 / УССВ-2 Рег. № 54074-13 | активная | ±1,2 | ±4,1 |
| 6 | ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.22, КЛ-6 кВ ф.22 | ТЛК10-5 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 9143-01 | НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70 | СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08 | | реактивная | ±2,8 | ±7,1 |
| 7 | ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.30, КЛ-6 кВ ф.30 | ТЛК10-5 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 9143-01 | НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70 | СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17 | | активная | ±1,2 | ±4,1 |
| 8 | ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.33, КЛ-6 кВ НПЗ-33 (ф.33) | ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2363-68 ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59 | НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70 | СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17 | | реактивная | ±2,8 | ±7,1 |
| 9 | ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.39, КЛ-6 кВ НПЗ-39 (ф.39) | ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59 | НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70 | СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17 | | активная | ±1,2 | ±4,1 |
| 10 | ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.41, КЛ-6 кВ НПЗ-41 (ф.41) | ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 2363-68 | НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70 | СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12 | | реактивная | ±2,8 | ±7,1 |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|----|--|--|---|---|--|------------------------|------------------------|-------------------------|
| 11 | ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.9, КЛ-6 кВ ф.9 | ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 2363-68 | НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70 | СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-08 | RTU-327L Рег. № 41907-09 / УССВ-2 Рег. № 54074-13 | активная реактивная | $\pm 1,2$ $\pm 2,8$ | $\pm 4,1$ $\pm 7,1$ |
| 12 | ПС 110 кВ НПЗ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.35, КЛ-6 кВ ф.35 | ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 1276-59 | НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70 | СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12 | | активная реактивная | $\pm 1,2$ $\pm 2,8$ | $\pm 4,1$ $\pm 7,1$ |
| 13 | РП-0,4 кВ Проходной, с.ш. 0,4 кВ, гр.4, КЛ-0,4 кВ | — | — | Меркурий 236 ART-02 PQRS Кл. т. 1/2 Рег. № 47560-11 | — / УССВ-2 Рег. № 54074-13 | активная реактивная | $\pm 1,0$ $\pm 2,0$ | $\pm 5,0$ $\pm 11,1$ |
| 14 | ТП-580 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.2, КЛ-0,4 кВ | Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 71031-18 | — | Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 47560-11 | | активная реактивная | $\pm 1,0$ $\pm 2,4$ | $\pm 3,9$ $\pm 6,8$ |
| 15 | ТП-580 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.10, КЛ-0,4 кВ | Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 71031-18 | — | Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 47560-11 | — / УССВ-2 Рег. № 54074-13 | активная реактивная | $\pm 1,0$ $\pm 2,4$ | $\pm 3,9$ $\pm 6,8$ |
| 16 | ТП-227 6 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, панель №3, руб. №7, КЛ-0,4 кВ | ТОП М-0,66 У3 Кл. т. 0,5S КТТ 150/5 Рег. № 59924-15 | — | Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 47560-11 | | активная реактивная | $\pm 1,0$ $\pm 2,4$ | $\pm 3,9$ $\pm 6,8$ |
| 17 | ТП-227 6 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, панель №1, руб. №2, КЛ-0,4 кВ | — | — | Меркурий 234 ARTMX2-01 POBR.R Кл. т. 1/2 Рег. № 75755-19 | | активная реактивная | $\pm 1,0$ $\pm 2,0$ | $\pm 5,0$ $\pm 11,1$ |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|----|---|--|---|---|---------------------------|------------------------|--------------|--------------|
| 18 | ТП-130 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, яч.4, КЛ-0,4 кВ | Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 71031-18 | — | Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 47560-11 | | активная реактивная | ±1,0 ±2,4 | ±3,9 ±6,8 |
| 19 | ТП-130 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, яч.14, КЛ-0,4 кВ | ТТЕ-А Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 73808-19 | — | Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 47560-11 | — / | активная реактивная | ±1,0 ±2,4 | ±4,1 ±7,1 |
| 20 | РП-0,4 кВ Теплофикации, с.ш. 0,4 кВ, яч.3, КЛ-0,4 кВ | ТТЕ-А Кл. т. 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 73808-19 | — | Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 47560-11 | УССВ-2 Рег. № 54074-13 | активная реактивная | ±1,0 ±2,4 | ±4,1 ±7,1 |

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с

±5

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05)$ ·Iном и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -40°C до $+60^{\circ}\text{C}$.
- Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
- 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.
- Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденного типа.
- Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

| Наименование характеристики | Значение |
|---|---|
| Количество измерительных каналов | 20 |
| Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C | 99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25 |
| Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, °C - счетчиков электроэнергии, °C - УСПД, °C - сервера, °C - УССВ, °C | от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от -20 до +50 от +10 до +30 от -10 до +55 |
| Ежегодность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: – 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 УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч | 140000 2 250000 2 70000 1 74500 2 |
| Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее УСПД: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – сохранение информации при отключении питания, год, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее | 45 5 45 5 3,5 |

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 ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
 - журнал УСПД;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадания и восстановления связи со счетчиками;
 - журнал сервера;
- изменения значений результатов измерений;
- изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках, УСПД и сервере.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметризации:
- счетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (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 не реже 1 раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование | Обозначение | Количество, шт./экз. |
|---|----------------------------------|----------------------|
| Трансформаторы тока | ТФМ-110 II У1 | 6 |
| Трансформаторы тока | ТЛК10-5 | 4 |
| Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией | ТПЛ-10 | 6 |
| Трансформаторы тока | ТПЛМ-10 | 6 |
| Трансформаторы тока | ТПОЛ-10 | 4 |
| Трансформаторы тока | Т-0,66 У3 | 9 |
| Трансформаторы тока | ТОП М-0,66 У3 | 3 |
| Трансформаторы тока измерительные | ТТЕ-А | 6 |
| Трансформаторы напряжения | НКФ-110-57 У1 | 6 |
| Трансформаторы напряжения | НТМИ-6-66 | 2 |
| Счетчики электрической энергии многофункциональные | СЭТ-4ТМ.03М.01 | 12 |
| Счетчики электрической энергии статические | Меркурий 234 ARTMX2-01 POBR.R | 1 |
| Счетчики электрической энергии статические трехфазные | Меркурий 236 ART-02 PQRS | 1 |
| Счетчики электрической энергии статические трехфазные | Меркурий 236 ART-03 PQRS | 6 |
| Устройство сбора и передачи данных | RTU-327L | 1 |
| Устройство синхронизации системного времени | УССВ-2 | 1 |
| Программное обеспечение | «АльфаЦЕНТР» | 1 |
| Паспорт-формуляр | РЭСС.411711.АИИС.1360 ПФ | 1 |

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Афипский НПЗ», Технологическое производство №2, аттестованном ООО «ПИКА», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.315181.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261–94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

ГОСТ Р 8.596–2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Афипский нефтеперерабатывающий завод» (ООО «Афипский НПЗ»)

ИНН 7704214548

Юридический адрес: 353236, Краснодарский край, Северский р-н, пгт Афипский, тер. Промзона

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИИН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская обл., г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная,
д. 14А

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИИН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская обл., г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная,
д. 14А

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736

