

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по ЛПДС «Крымская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по ЛПДС «Крымская» (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), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206, ГОСТ Р 52323 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035, ГОСТ Р 52425 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 – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее – УСВ) УСВ-2.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), серверы точного времени ССВ-1Г и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

Измерительные каналы 1-5; 7-9 (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ, измерительный канал 6 – из двух уровней.

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 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 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера ИВК настоящей системы с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (номер в Госреестре №54083-13).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД 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 двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г (Госреестр СИ № 39485-08), входящими в состав ЦСОД. ССВ-1Г непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети ТСР/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК.

Синхронизация часов УСПД с единым координированным временем обеспечивается подключенным к нему устройством синхронизации времени УСВ-2. 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 (для ИК 1-5; 7-9) 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.

Для ИК 6 сличение часов счетчика с часами сервера осуществляется каждый сеанс связи (не реже 1 раза в сутки), корректировка часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера более чем на ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки.

Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера» версии 7.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

| Наименование программного обеспечения | Идентификационное наименование программного обеспечения | Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения | Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения |
|---------------------------------------|---|---|---|---|
| ПК «Энергосфера» 7.0 | Библиотека pso_metr.dll | 1.1.1.1 | СВЕВ6F6СА69318ВЕ D976Е08А2ВВ7814В | MD5 |

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 – 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 и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

| Номер ИК | Наименование точки измерений | Состав измерительного канала | | | | | Вид электроэнергии |
|----------|--|--|--|--|---------------------------|---|----------------------------|
| | | ТТ | ТН | Счётчик | УСПД | Сервер | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | ПС «КНПС» 110/35/6 кВ, ОРУ 110 кВ, ВЛ-110 кВ «Крымская-Неберджаевская» I цепь | ТФЗМ 110Б-IV 200/5 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 16951 В: Зав. № 16950 С: Зав. № 16955 | НКФ-110-06 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,2 А: Зав. № 1516288 В: Зав. № 1516290 С: Зав. № 1516291 | СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811135667 | СИКОН С70 Зав. № 07102 | HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8 | активная реактивная |
| 2 | ПС «КНПС» 110/35/6 кВ, ОРУ 110 кВ, ВЛ-110 кВ «Крымская-Неберджаевская» II цепь | ТФЗМ 110Б-IV 200/5 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 16954 В: Зав. № 16953 С: Зав. № 16952 | НКФ-110-06 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,2 А: Зав. № 1516287 В: Зав. № 1516292 С: Зав. № 1516289 | СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811135716 | СИКОН С70 Зав. № 07102 | HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8 | активная реактивная |
| 3 | ПС «КНПС» 110/35/6 кВ, ОРУ 35 кВ, 1 СШ ВЛ-35 кВ «Новоукраинская» 3-й подъём | ТОЛ-35 III 200/5 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 1178 В: Зав. № 1783 С: Зав. № 1186 | ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 А: Зав. № 45648 В: Зав. № 45652 С: Зав. № 45661 | СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811135305 | СИКОН С70 Зав. № 07102 | HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8 | активная реактивная |
| 4 | ПС «КНПС» 110/35/6 кВ, ОРУ 35 кВ, 2 СШ, ВЛ-35 кВ «Баканская» | ТОЛ-35 III 200/5 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 1177 В: Зав. № 1790 С: Зав. № 1784 | ЗНОМ-35 35000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 А: Зав. № 45639 В: Зав. № 45642 С: Зав. № 45636 | СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811135698 | СИКОН С70 Зав. № 07102 | HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8 | активная реактивная |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|---|--|---|--|--|---------------------------|---|------------------------|
| 5 | ПС «КНПС» 110/35/6 кВ, ОРУ 35 кВ, 2 СШ, ВЛ-35 кВ «Саук-Дере» | ТОЛ-35 III 200/5 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 1175 В: Зав. № 1185 С: Зав. № 1176 | ЗНОМ-35 35000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 А: Зав. № 45639 В: Зав. № 45642 С: Зав. № 45636 | СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811135319 | СИКОН С70 Зав. № 07102 | HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8 | активная реактивная |
| 6 | КТПН-6/0,4 кВ «Нефтя- ник» ЩСУ-0,4 кВ ф. Во- дозабор | ТОП-0,66 150/5 Кл.т. 0,5S А: Зав. № 0013822 В: Зав. № 0016192 С: Зав. № 0019985 | - | СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 04052557 | - | HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8 | активная реактивная |
| 7 | ПС «КНПС» 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1СШ, яч. № 1, Ввод № 1 | ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5 Кл.т. 0,5 А: Зав. № 15178-10 В: Зав. № 15204-10 С: Зав. № 15177-10 | НАЛИ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 00271-11 | СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0102061071 | СИКОН С70 Зав. № 07102 | HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8 | активная реактивная |
| 8 | ПС «КНПС» 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2СШ, яч. № 12, Ввод № 2 | ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5 Кл.т. 0,5 А: Зав. № 15199-10 В: Зав. № 15203-10 С: Зав. № 15205-10 | НАЛИ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 00279-11 | СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108059243 | СИКОН С70 Зав. № 07102 | HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8 | активная реактивная |
| 9 | НПС-1, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. № 4, ф. Водозабор | ТЛО-10 150/5 Кл.т. 0,5S А: Зав. № 12487 В: Зав. № 8045 С: Зав. № 12525 | ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 А: Зав. № 14722 В: Зав. № 14242 С: Зав. № 14829 | СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0102061023 | СИКОН С70 Зав. № 07102 | HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8 | активная реактивная |

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

| Номер ИК | Диапазон тока | Метрологические характеристики ИК | | | | | |
|--|--------------------------------------|---|----------------------|----------------------|---|----------------------|----------------------|
| | | Основная погрешность, ($\pm \delta$), % | | | Погрешность в рабочих условиях, ($\pm \delta$), % | | |
| | | $\cos \varphi = 0,9$ | $\cos \varphi = 0,8$ | $\cos \varphi = 0,5$ | $\cos \varphi = 0,9$ | $\cos \varphi = 0,8$ | $\cos \varphi = 0,5$ |
| 1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S) | $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$ | 0,7 | 0,7 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,2 |
| | $0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$ | 0,7 | 0,7 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,2 |
| | $0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$ | 0,8 | 0,8 | 1,3 | 1,0 | 1,1 | 1,5 |
| | $0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$ | 1,2 | 1,4 | 2,1 | 1,4 | 1,5 | 2,2 |
| 3, 4, 5 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S) | $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$ | 0,9 | 1,0 | 1,5 | 1,1 | 1,2 | 1,7 |
| | $0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$ | 0,9 | 1,0 | 1,5 | 1,1 | 1,2 | 1,7 |
| | $0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$ | 1,0 | 1,1 | 1,7 | 1,2 | 1,3 | 1,8 |
| | $0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$ | 1,4 | 1,5 | 2,4 | 1,5 | 1,7 | 2,5 |
| 6 (ТТ 0,5S; Сч 0,2S) | $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$ | 0,9 | 1,0 | 1,8 | 1,1 | 1,3 | 2,0 |
| | $0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$ | 0,9 | 1,0 | 1,8 | 1,1 | 1,3 | 2,0 |
| | $0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$ | 1,3 | 1,5 | 2,7 | 1,4 | 1,6 | 2,8 |
| | $0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$ | 2,4 | 2,8 | 5,3 | 2,5 | 2,9 | 5,4 |
| 7, 8 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S) | $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$ | 1,1 | 1,3 | 2,2 | 1,3 | 1,5 | 2,4 |
| | $0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$ | 1,4 | 1,7 | 3,0 | 1,6 | 1,8 | 3,1 |
| | $0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$ | 2,5 | 2,9 | 5,5 | 2,6 | 3,0 | 5,5 |
| 9 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S) | $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$ | 1,1 | 1,3 | 2,2 | 1,3 | 1,5 | 2,4 |
| | $0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$ | 1,1 | 1,3 | 2,2 | 1,3 | 1,5 | 2,4 |
| | $0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$ | 1,5 | 1,7 | 3,0 | 1,6 | 1,8 | 3,1 |
| | $0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$ | 2,5 | 2,9 | 5,5 | 2,5 | 3,0 | 5,5 |

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

| Номер ИК | Диапазон тока | Метрологические характеристики ИК | | | | | |
|---|--------------------------------------|---|----------------------|----------------------|---|----------------------|----------------------|
| | | Основная погрешность, ($\pm \delta$), % | | | Погрешность в рабочих условиях, ($\pm \delta$), % | | |
| | | $\cos \varphi = 0,9$ | $\cos \varphi = 0,8$ | $\cos \varphi = 0,5$ | $\cos \varphi = 0,9$ | $\cos \varphi = 0,8$ | $\cos \varphi = 0,5$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5) | $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$ | 1,3 | 1,1 | 0,9 | 2,0 | 1,9 | 1,8 |
| | $0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$ | 1,3 | 1,1 | 0,9 | 2,0 | 1,9 | 1,8 |
| | $0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$ | 1,6 | 1,4 | 1,0 | 2,3 | 2,1 | 1,8 |
| | $0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$ | 2,6 | 2,0 | 1,6 | 3,0 | 2,5 | 2,2 |
| 3, 4, 5 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5) | $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$ | 1,8 | 1,4 | 1,1 | 2,4 | 2,1 | 1,9 |
| | $0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$ | 1,8 | 1,4 | 1,1 | 2,4 | 2,1 | 1,9 |
| | $0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$ | 2,0 | 1,7 | 1,2 | 2,5 | 2,3 | 1,9 |
| | $0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$ | 2,9 | 2,2 | 1,7 | 3,2 | 2,7 | 2,2 |
| 6 (ТТ 0,5S; Сч 0,5) | $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$ | 2,2 | 1,6 | 1,0 | 2,3 | 1,7 | 1,3 |
| | $0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$ | 2,2 | 1,6 | 1,0 | 2,4 | 1,8 | 1,3 |
| | $0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$ | 3,3 | 2,3 | 1,5 | 3,7 | 2,6 | 1,8 |
| | $0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$ | 6,5 | 4,5 | 2,7 | 6,9 | 4,9 | 3,1 |

Продолжение таблицы 4

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|-------------------------------------|--------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 7, 8 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5) | $I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$ | 2,6 | 1,9 | 1,3 | 2,7 | 2,0 | 1,5 |
| | $0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$ | 3,5 | 2,5 | 1,5 | 3,6 | 2,6 | 1,7 |
| | $0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$ | 6,5 | 4,4 | 2,6 | 6,6 | 4,6 | 2,8 |
| 9 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5) | $I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$ | 2,6 | 1,9 | 1,3 | 2,7 | 2,0 | 1,5 |
| | $0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$ | 2,7 | 1,9 | 1,3 | 2,8 | 2,1 | 1,5 |
| | $0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$ | 3,6 | 2,6 | 1,6 | 3,9 | 2,9 | 2,0 |
| | $0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$ | 6,7 | 4,6 | 2,8 | 7,1 | 5,0 | 3,2 |

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 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: диапазон напряжения (0,99 – 1,01) $U_{ном}$; диапазон силы тока (0,01 – 1,2) $I_{ном}$, частота (50±0,15) Гц; коэффициент мощности $\cos\phi = 0,5$ инд – 0,9 инд;

- температура окружающей среды:

- ТТ и ТН от минус 45 °С до плюс 40 °С;

- счетчиков от плюс 21 °С до плюс 25 °С;

- УСПД от плюс 15 °С до плюс 25 °С;

- ИВК от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4 Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока (0,02 – 1,2) $I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 ± 0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока (0,02 – 1,2) $I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 ± 0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 60 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном в ОАО «Черномортранснефть» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03.08 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее

T = 165 000 ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее T = 70000 ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- ССВ-1Г – среднее время наработки на отказ не менее T= 15000 ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- сервер HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8– среднее время наработки на отказ не менее $T_{G6}=261163$, $T_{Gen8}=264599$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

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:

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;

- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 10 лет;
- Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по ЛПДС «Крымская» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование | Тип | № Госреестра | Количество, шт. |
|---|------------------|--------------|-----------------|
| Трансформатор тока | ТФЗМ 110Б-IV | 26422-06 | 6 |
| Трансформатор тока | ТОЛ-35 III | 47959-11 | 9 |
| Трансформатор тока | ТОП-0,66 | 15174-06 | 3 |
| Трансформатор тока | ТОЛ-СЭЩ-10 | 32139-06 | 6 |
| Трансформатор тока | ТЛО-10 | 25433-03 | 3 |
| Трансформатор напряжения | НКФ-110-06 | 37749-08 | 6 |
| Трансформатор напряжения | ЗНОМ-35-65 | 912-70 | 3 |
| Трансформатор напряжения | ЗНОМ-35 | 912-54 | 3 |
| Трансформатор напряжения | НАЛИ-СЭЩ-6(10) | 38394-08 | 2 |
| Трансформатор напряжения | ЗНОЛ.06 | 3344-04 | 3 |
| Счётчик электрической энергии многофункциональный | СЭТ-4ТМ.03.08 | 27524-04 | 1 |
| Счётчик электрической энергии многофункциональный | СЭТ-4ТМ.03 | 27524-04 | 3 |
| Счётчик электрической энергии многофункциональный | СЭТ-4ТМ.03М | 36697-12 | 5 |
| Устройство сбора и передачи данных | СИКОН С70 | 28822-05 | 1 |
| Устройство синхронизации времени | УСВ-2 | 41681-10 | 1 |
| Сервер синхронизации времени | ССВ-1Г | 39485-08 | 2 |
| Сервер с программным обеспечением | ПК «Энергосфера» | - | 1 |
| Методика поверки | - | - | 1 |
| Формуляр | - | - | 1 |
| Руководство по эксплуатации | - | - | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП 58056-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по ЛПДС «Крымская». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июне 2014 г.

Перечень основных средств 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.03 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411152.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.00 И1», утвержденному ВНИИМС в 2005 году;
- УСВ-2 – по документу «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ. 237.00.001 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» «12» мая 2010 г.;
- ССВ-1Г – по документу «Источники частоты и времени / серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-08 МП, утвержденному ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 °С до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 % до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по ЛПДС «Крымская» (АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по ЛПДС «Крымская»)), аттестованной ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по ЛПДС «Крымская»

1. ГОСТ 22261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
2. ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
3. ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д.8

Тел.: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 42-45-02

E-mail: st@sicon.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр энергетических решений»

ООО «Центр энергетических решений»

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 40

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2014 г.