

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «03» сентября 2024 г. № 2088

Регистрационный № 84649-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) организаций системы «Транснефть» на базе программного комплекса «Энергосфера»

Назначение средства измерений

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) организаций системы «Транснефть» на базе программного комплекса «Энергосфера» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначены для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, приема и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляют собой многофункциональные, многоуровневые автоматизированные системы с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – 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 - 4.

2-й уровень (при наличии) – информационно-вычислительный комплекс электроустановки

(далее - ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя сервер ИВК АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, основной и резервный сервера точного времени и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический и/или по запросу сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- периодический и/или по запросу сбор информации о состоянии средств измерений;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени;
- хранение информации по заданным критериям;
- предоставление пользователям информации о параметрах объекта учета в виде мнемосхем, таблиц, графиков, журналов событий и отчетов;

- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

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 счетчике вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности без учета коэффициента трансформации. 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.

При использовании уровня ИВКЭ цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на вход УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

При отсутствии ИВКЭ цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер, где осуществляется хранение информации.

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется вычисление количества электрической энергии с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения (далее – ТТ, ТН), автоматическое формирование архивов с информацией о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии, хранение информации и ее передача. Отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных счетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и серверу ИВК.

Системы осуществляют обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов и сторонних организаций по каналам связи Internet.

Данные по группам точек поставки передаются с уровня ИВК в виде xml-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеют систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ, ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC(SU). Для его трансляции используется глобальная навигационная спутниковая система ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени, входящими в состав ИВК. Информация о точном времени распространяется в сети ТСР/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). Возможно использование одного резервного сервера синхронизации времени ИВК при выходе из строя основного сервера синхронизации времени.

В качестве дополнительного источника синхронизации времени ИВК АИИС КУЭ могут использоваться сигналы точного времени от Государственного первичного эталона времени и частоты с использованием группы тайм-серверов ФГУП «ВНИИФТРИ», позволяющих получать шкалу точного времени по протоколу NTP. В этом случае коррекция системного времени ИВК АИИС КУЭ производится не реже одного раза в сутки при расхождении показаний часов основного и резервного источника синхронизации времени ИВК на величину более чем ± 1 с.

Для АИИС КУЭ, состоящих из трех уровней, функцию источника точного времени для ИВКЭ выполняет ИВК. Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера ИВК осуществляется периодически (не реже 1 раза в 1 сутки). При расхождении шкалы времени

УСПД от шкалы времени сервера ИВК на ± 1 с (или ± 2 с) и более (настраиваемый параметр), производится синхронизация шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера ИВК. Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД на ± 1 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика со шкалой времени УСПД, но не чаще одного раза в сутки.

Для АИИС КУЭ, состоящих из двух уровней, функцию источника точного времени для ИИК выполняет ИВК. Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера ИВК на ± 1 с (или ± 2 с) и более (настраиваемый параметр), производится синхронизация шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера ИВК.

Коррекция внутренних часов УСПД также может осуществляться по сигналу точного времени ГЛОНАСС/GPS-модуля, встроенного в УСПД (при технической возможности), от отдельного устройства синхронизации времени, от ИВК АИИС КУЭ или по протоколу NTP от СОЕВ.

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

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Нанесение заводского серийного номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской серийный номер указывается типографским способом в формуляре АИИС КУЭ.

Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1.

ПО 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 ПО ПК «Энергосфера».

Метрологически значимой частью специализированного программного обеспечения АИИС КУЭ является библиотека `pso_metr.dll`. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека <code>pso_metr.dll</code>
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики компонентов АИИС КУЭ, указанные в таблицах 2-4.

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

Метрологические и технические характеристики

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении активной и реактивной электрической энергии определяется классами точности входящих в состав уровня ИИК средств измерений, так как на уровнях ИВКЭ (при наличии) и ИВК выполняется только математическая обработка измеренных значений.

Возможный состав ИК и их метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Компоненты АИИС КУЭ

Наименование компонентов	Характеристики
Измерительные трансформаторы тока	Классов точности 0,2, 0,2S, 0,5, 0,5S по ГОСТ 7746
Измерительные трансформаторы напряжения	Классов точности 0,2, 0,5, 1,0 по ГОСТ 1983
Счетчики электрической энергии	
Тип	Регистрационный номер в ФИФ по обеспечению единства измерений
СЭТ-4ТМ.03МТ, СЭТ-4ТМ.02МТ	74679-19
СЭТ-4ТМ.03МК	74671-19
СЭТ4	38354-08
СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М	36697-08, 36697-12, 36697-17
СЭТ-4ТМ.03	27524-04
СЭТ-4ТМ.02	20175-00, 20175-01
СЭТ-4ТМ.01	19365-00
ТЕ3000	77036-19
СЭБ-1ТМ.03Т	75679-19
СЭБ-1ТМ.02М	47041-11
СЕ 102	46788-11
СЕ 301	34048-08
СЕ 303	33446-08
СЕ 304	31424-07
МИР С-03	58324-14, 76142-19
КВАНТ ST2000-12	71461-18
ПСЧ-4ТМ.06Т	82640-21
ПСЧ-4ТМ.05МНТ	76415-19
ПСЧ-4ТМ.05МКТ	75459-19
ПСЧ-4ТМ.05МК	64450-16, 50460-12, 50460-18, 46634-11
ПСЧ-4ТМ.05МН	57574-18
ПСЧ-4ТМ.05МД	51593-12, 51593-18
ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07
ПСЧ-4ТМ.05	27779-04
ПСЧ-4ТМ.05Д	41135-09
ПСЧ-3АР	47121-11
Меркурий 231, Mercury 231	80591-20
Меркурий 230, Mercury 230	80590-20
Меркурий 236, Mercury 236	80589-20

Наименование компонентов	Характеристики
Меркурий 204, Меркурий 208, Mercury 204, Mercury 208, Меркурий 234, Меркурий 238, Mercury 234, Mercury 238	75755-19
Меркурий 238	64919-16
Меркурий 234	48266-11
Меркурий 236	47560-11
Меркурий 233	34196-07, 34196-10
Меркурий 232	33384-06
Меркурий 231	29144-05, 29144-07
Меркурий-230-GM	26542-04
Меркурий-230	23345-02, 23345-03, 23345-04, 23345-07
НЕВА МТ 3	64506-16
BINOM3, BINOM334i, BINOM334	60113-15, 59815-15, 59815-20, 55235-13
Альфа А1700	82462-21, 74881-19, 25416-03, 25416-08
Альфа А1800	31857-06, 31857-11, 31857-20
Альфа AS3500	58697-147, 58697-20
Альфа А1440	33786-07, 33786-20
ЕвроАльфа	16666-97, 16666-07
Альфа	14555-02
Альфа А2	27428-09
EPQS	25971-06
ESM	66884-17
ION	22898-07, 57590-14
Dialog ZMD	22422-02, 22422-07, 53319-13
Милур 307, Милур 306, Милур 305	81365-21, 76140-19, 66824-17, 61296-15, 58444-14
Ресурс-Е4	57460-14, 39583-08
СТЭМ-300	71771-18
SMT	71108-18
РиМ 384	85575-22
МИРТЕК-135-РУ, МИРТЕК-1, МИРТЕК-3	79527-20, 53474-13, 53511-13
Устройства сбора и передачи данных (УСПД)	
Тип	Регистрационный номер в ФИФ по обеспечению единства измерений
«ЭКОМ-3000»	17049-19, 17049-14, 17049-09, 17049-04
«ЭКОМ-3100»	64152-16
«СИКОН С50»	65197-16
«СИКОН С60»	44900-10
«СИКОН С70»	28822-05, 80607-20
«СИКОН С110»	39438-08
«СИКОН С120»	40489-14
ARIS MT500	53993-13, 72362-18
ARIS MT300	57749-14
ARIS MT200	53992-13, 72363-18
RTU-325, RTU-325L,	37288-08
RTU-327	41907-09
RTU-325T, RTU-325H	44626-10
RTU-325S	53722-13

Наименование компонентов	Характеристики
RTU-325M	63586-16
RTU-325ML	68187-17
TOPAZ IEC DAS	65921-16
Серверы ИБК	
Сервер ИБК АИИС КУЭ	HP ProLiant, Виртуальный сервер на базе Microsoft Hyper-V, Виртуальный сервер на базе ПО VMware vSphere Облачная платформа ECP VeIL
Устройства синхронизации частоты и времени (УССВ)	
Тип	Регистрационный номер в ФИФ по обеспечению единства измерений
УСВ-2	41681-09, 41681-10, 82570-21
УСВ-3	51644-12, 64242-16, 84823-22
Метроном версий 300, 600, 900, 1000, 3000	56465-14
Метроном версий 300, 600, 1000, 3000	74018-19
ССВ-1Г	39485-08, 58301-14
Метроном-50М	68916-17
Метроном версий 200, 300, 600, 900, 1000, 2000, 3000	51953-12
<p>Примечание: Возможно использование в составе АИИС КУЭ счетчиков электроэнергии, УСПД и УССВ утвержденных типов, не приведенных в таблице 2.</p> <p>Допускается замена компонентов ТТ, ТН, УССВ, УСПД, счетчиков на компоненты утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена отражается записью в формуляре АИИС КУЭ. Измененный ИИК подлежит первичной поверке.</p> <p>Допускается замена сервера ИБК при условии сохранения цифрового идентификатора ПО и технических характеристик, указанных в Таблице 4.</p> <p>Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта измерений.</p>	

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК

Конфигурация ИИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2	Активная	0,67	1,31
	Реактивная	1,10	1,73
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,2s; ТН 0,2	Активная	0,53	1,24
	Реактивная	0,95	1,63
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5	Активная	0,94	1,46
	Реактивная	1,42	1,95
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,2s; ТН 0,5	Активная	0,84	1,40
	Реактивная	1,30	1,86
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,2s; ТН 1,0	Активная	1,52	1,89
	Реактивная	2,18	2,56
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,2; ТН 1,0	Активная	1,57	1,93
	Реактивная	2,26	2,62
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2	Активная	1,42	1,81
	Реактивная	2,24	2,61
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,5s; ТН 0,2	Активная	1,00	1,50
	Реактивная	1,61	2,09

Конфигурация ИИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,5s; ТН 0,5	Активная	1,19	1,64
	Реактивная	1,84	2,27
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5	Активная	1,56	1,92
	Реактивная	2,41	2,75
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,5; ТН 1,0	Активная	2,01	2,30
	Реактивная	2,98	3,27
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,5s; ТН 1,0	Активная	1,74	2,07
	Реактивная	2,54	2,87
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,2; ТН 0,2	Активная	0,86	1,80
	Реактивная	1,41	2,99
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,2s; ТН 0,2	Активная	0,75	1,75
	Реактивная	1,29	2,94
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,2; ТН 0,5	Активная	1,08	1,91
	Реактивная	1,67	3,12
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,2s; ТН 0,5	Активная	0,99	1,87
	Реактивная	1,57	3,07
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,2s; ТН 1,0	Активная	1,61	2,25
	Реактивная	2,35	3,54
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,2; ТН 1,0	Активная	1,66	2,29
	Реактивная	2,42	3,58
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,5; ТН 0,2	Активная	1,52	2,19
	Реактивная	2,40	3,57
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,5s; ТН 0,2	Активная	1,13	1,94
	Реактивная	1,84	3,21
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5	Активная	1,65	2,28
	Реактивная	2,57	3,68
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,5s; ТН 0,5	Активная	1,30	2,05
	Реактивная	2,04	3,34
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,2	Активная	0,80	1,75
	Реактивная	1,33	2,93
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,2s	Активная	0,68	1,71
	Реактивная	1,20	2,88
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,5	Активная	1,46	2,15
	Реактивная	2,35	2,52
Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,5s	Активная	1,07	1,90
	Реактивная	1,76	3,16
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,2	Активная	0,60	1,26
	Реактивная	1,00	1,65
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,2s	Активная	0,43	1,19
	Реактивная	0,82	1,55
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,5	Активная	1,37	1,77
	Реактивная	2,17	2,54
Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,5s	Активная	0,94	1,45
	Реактивная	1,53	2,03
Счетчик 0,2S/0,5	Активная	0,43	1,20
	Реактивная	0,81	1,56
Счетчик 0,5S/1,0	Активная	0,68	1,20
	Реактивная	1,72	2,90
Счетчик 1,0/2,0	Активная	1,15	2,88
	Реактивная	2,20	3,90

Конфигурация ИИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, $(\pm\delta)$, %	Границы погрешности в рабочих условиях, $(\pm\delta)$, %
<p>Примечание:</p> <p>1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии (получасовая).</p> <p>2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.</p> <p>3. Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,2 \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 5 до плюс 35 °С.</p> <p>4. В случае использования счетчика активной энергии границы основной погрешности измерения реактивной энергии ИК не применяются.</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов, до	10000 ¹
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С 	<p>98 до 102</p> <p>1(5) до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,8</p> <p>от + 21 до + 25</p>
<p>Рабочие условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1(5)² до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.}</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +5 до +35</p> <p>0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики электрической энергии:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, не более, ч <p>УСПД (при наличии):</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, не более, ч <p>Сервер ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, не более, ч 	<p>35000</p> <p>48</p> <p>35000</p> <p>24</p> <p>0,99</p> <p>1</p>

Наименование характеристики	Значение
1	2
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	113
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее	45
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	10
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу, суток, не менее	45
Сервер ИВК:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени СОЕВ относительно национальной шкалы времени UTC (SU), с	± 5
Примечания: 1. Количество измерительных каналов определяется технической документацией. 2. Нижний предел тока 1 % – при использовании в составе уровня ИИК измерительных ТТ классов точности 0,2S и 0,5S; 5 % – при использовании при использовании в составе уровня ИИК измерительных ТТ классов точности 0,2 и 0,5.	

Надежность системных решений:

–резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности 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:

- пароли электросчетчика;
- УСПД;

- пароли 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 приращений электрической энергии на интервалах 30 минут (функция автоматизирована);
 - сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) организаций системы «Транснефть» на базе программного комплекса «Энергосфера»	-	1*
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	ТНЭ.ФО.ХХХ**	1
Руководство	ТНЭ.РЭ.АИИС КУЭ	1
Документация на комплектующие средства измерений (компоненты АИИС КУЭ)	-	1 компл на каждый компонент
Примечание:		
*- Состав конкретного экземпляра АИИС КУЭ (типы и количество входящих СИ с указанием заводских номеров, а также технических устройств и программного обеспечения) приводится в формуляре на конкретный экземпляр АИИС		
**- ХХХ – серийный номер АИИС КУЭ		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием систем автоматизированных информационно-измерительных коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) организаций системы «Транснефть» на базе программного комплекса «Энергосфера», аттестованном ООО «Транснефтьэнерго», аттестат аккредитации № RA.RU.311308 от 29.10.2015.

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;

ТУ-40-23-ЛНА «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) организаций системы «Транснефть» на базе программного комплекса «Энергосфера». Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефтьэнерго»
(ООО «Транснефтьэнерго»)

ИНН 7703552167

Юридический адрес: 123112, г. Москва, наб. Пресненская, д. 4, стр. 2, помещ. 07.17.1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефтьэнерго»
(ООО «Транснефтьэнерго»)

ИНН 7703552167

Адрес: 123112, г. Москва, наб. Пресненская, д. 4, стр. 2, помещ. 07.17.1

Телефон: +7(499) 799-86-88

E-mail: info@tne.transneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефтьэнерго»
(ООО «Транснефтьэнерго»)

ИНН 7703552167

Адрес: 123112, г. Москва, наб. Пресненская, д. 4, стр. 2, помещ. 07.17.1

Телефон: +7(499) 799-86-88

Факс: +7(499) 799-86-91

E-mail: info@tne.transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311308.