

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Дружба» по объекту НПС «Становая»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Дружба» по объекту НПС «Становая» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и многофункциональные счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

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

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициентов трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Результаты измерений электрической энергии (W, кВт·ч, Q, квар·ч) передаются в целых числах и соотношены с единым календарным временем.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется 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 хранятся в сервере БД. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных счетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера БД. ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ПАО «Транснефть».

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «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 электрической энергии и мощности 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» (регистрационный номер 54083-13 в Федеральном информационном фонде).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, 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 (регистрационный номер 39485-08 в Федеральном информационном фонде), 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 TCP/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.

Сличение часов счетчиков и ИВК АИИС КУЭ происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера ИВК АИИС КУЭ на величину более ± 1 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 8.0. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологически значимый модуль ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				
		ТТ	ТН	Счётчик	Сервер	УСВ уровня ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ЗРУ-6кВ НПС «Становая», 1 с.ш. 6кВ, яч.3, Ввод №1	ТЛШ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} =2000/5 (3 шт.) Рег. № 11077-89	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} =6000:√3/ 100:√3 (3 шт.) Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	НР ProLiant BL460	ССВ- 1Г Рег. № 39485- 08
2	ЗРУ-6кВ НПС «Становая», 2 с.ш. 6кВ, яч.22, Ввод №2	ТЛШ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} =2000/5 (3 шт.) Рег. № 11077-89	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} =6000:√3/ 100:√3 (3 шт.) Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
3	ЗРУ-6кВ НПС «Становая», 2 с.ш. 6кВ, яч.20	ТЛО-10 КТ 0,5 К _{ТТ} =200/5 (3 шт.) Рег. № 25433-03	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} =6000:√3/ 100:√3 (3 шт.) Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
4	ЗРУ-6кВ НПС «Становая», 2 с.ш. 6кВ, яч.19	ТЛО- 10 КТ 0,5 К _{ТТ} =200/5 (3 шт.) Рег. № 25433-03	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} =6000:√3/ 100:√3 (3 шт.) Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
5	ЗРУ-6кВ НПС «Становая», 1 с.ш. 6кВ, яч.4	ТЛК - 10 КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5 (3 шт.) Рег. № 9143-83	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} =6000:√3/ 100:√3 (3 шт.) Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
6	ЗРУ-6кВ НПС «Становая», 2 с.ш. 6кВ, яч.29	ТРУ-40.11 КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5 (3 шт.) Рег. № 35415-07	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 К _{ТН} =6000:√3/ 100:√3 (3 шт.) Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524- 04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ПС 110/35/6кВ «Становая», ОРУ-110кВ, 1 с.ш. 110кВ, Ввод от ВЛ- 110кВ «Становая левая»	TG 145 КТ 0,2 Ктт=600/5 (3 шт.) Рег. № 15651-96	СРА 123 КТ 0,5 Ктн=110000:√3/ 100:√3 (3 шт.) Рег. № 15852-96	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697- 12	HP ProLiant BL460	ССВ- 1Г Рег. № 39485- 08
8	ПС 110/35/6кВ «Становая», ОРУ-110кВ, 2 с.ш. 110кВ, Ввод от ВЛ- 110кВ «Становая правая»	TG 145 КТ 0,2 Ктт=600/5 (3 шт.) Рег. № 15651-96	СРА 123 КТ 0,5 Ктн=110000:√3/ 100:√3 (3 шт.) Рег. № 15852-96	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
9	ПС 110/35/6кВ «Становая», ОРУ-35кВ, 1 с.ш. 35кВ, Ввод 35кВ от 1Т	ТФЗМ-35А КТ 0,5 Ктт=150/5 (2 шт.) Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 Ктн=35000:√3/ 100:√3 (3 шт.) Рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		
10	ПС 110/35/6кВ «Становая», ОРУ-35кВ, 2 с.ш. 35кВ, Ввод 35кВ от 2Т	ТФНД- 35М КТ 0,5 Ктт=600/5 (2 шт.) Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 Ктн=35000:√3/ 100:√3 (3 шт.) Рег. № 912-70	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, при условии, что АО «Транснефть – Дружба» АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

2. Замена оформляется техническим актом в установленном на АО «Транснефть – Дружба» АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Значение силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности измерения при доверительной вероятности 0,95, %			
		В нормальных условиях эксплуатации		В рабочих условиях эксплуатации	
		cosφ = 1,0	cosφ = 0,5	cosφ = 1,0	cosφ = 0,5
1, 6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч1 0,2S)	I=0,1·I _н	±1,5	±4,6	±1,7	±4,7
	I=1,0·I _н	±0,9	±2,2	±1,0	±2,4
2–5; 9; 10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч2 0,2S)	I=0,1·I _н	±1,5	±4,6	±1,7	±4,7
	I=1,0·I _н	±0,9	±2,2	±1,0	±2,4
7; 8 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч2 0,2S)	I=0,1·I _н	±0,9	±2,0	±1,1	±2,2
	I=1,0·I _н	±0,7	±1,4	±1,0	±1,7

Сч1 обозначает счетчик СЭТ-4ТМ.03; Сч2 обозначает счетчик СЭТ-4ТМ.03М

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная электрическая энергия и средняя мощность)

Номер ИК	Значение силы тока	Границы допускаемой относительной погрешности измерения при доверительной вероятности 0,95, %			
		В нормальных условиях эксплуатации		В рабочих условиях эксплуатации	
		sinφ = 0,866	sinφ = 0,6	sinφ = 0,866	sinφ = 0,6
1, 6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч1 0,5)	I=0,1·I _н	±2,2	±3,7	±2,5	±3,9
	I=1,0·I _н	±1,2	±1,9	±1,6	±2,1
2–5; 9; 10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч2 0,5)	I=0,1·I _н	±2,3	±3,7	±2,7	±4,1
	I=1,0·I _н	±1,3	±1,9	±2,0	±2,6
7; 8 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч2 0,5)	I=0,1·I _н	±1,2	±1,8	±2,0	±2,5
	I=1,0·I _н	±1,0	±1,3	±1,9	±2,2

Сч1 обозначает счетчик СЭТ-4ТМ.03; Сч2 обозначает счетчик СЭТ-4ТМ.03М

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	10
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от U _{ном} - ток, % от I _{ном} - коэффициент мощности - температура окружающей среды для ТТ, °С - температура окружающей среды для ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 от -45 до +50 от -60 до +60 от +21 до +25

Продолжение таблицы 5

1	2
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С 	<p>от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -45 до +50 от -5 до +40</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Счетчики СЭТ-4ТМ.03:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>165000 2 90000 2 264599 0,5</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>113,7 10 3,5</p>
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±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 оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал событий счётчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера БД:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере БД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);

- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛШ-10	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор тока	ТЛК-10	3
Трансформатор тока	TG 145	6
Трансформатор тока	ТРУ-40.11	3
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А	2
Трансформатор тока	ТФНД-35М	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	12
Трансформатор напряжения	СРА 123	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	8
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Сервер	HP ProLiant BL460	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	НС.2018.АСКУЭ.00503 ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МИ 3000-2018 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки».

Основные средства поверки:

– мультиметр «Ресурс-ПЭ» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 33750-07);

– радиочасы РЧ-011/2 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 35682-07);

– ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;

– ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2003 и/или ГОСТ 8.216-2011;

– Счетчики СЭТ-4ТМ.03 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;

– Счетчики 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.;

– ССВ-1Г - по документу «Источники частоты и времени/серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-08 МП, утвержденным ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.;

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого средства измерений с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Дружба» по объекту НПС «Становая» аттестат аккредитации ФБУ «Пензенский ЦСМ» № 01.00230-2013 от 17.04.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Дружба» по объекту НПС «Становая»

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть-Дружба» (АО «Транснефть-Дружба»)

ИНН 3235002178

Адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113

Телефон (факс): (846) 332-83-17, (846) 333-27-16

E-mail: uztnp@aktnp.ru

Заявитель

Акционерное общество «Скад тех» (АО «СКАД тех»)

ИНН 7722798039

Адрес: 129090, г. Москва, Олимпийский проспект, д. 16, стр. 5

Телефон: (495) 374-80-32

E-mail: info@scad.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области»

Адрес: 440039, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): (8412) 49-82-65

Web-сайт: www.penzacsm.ru

E-mail: pcsm@sura.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Пензенский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311197 от 24.07.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2018 г.