

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 521 от 14.03.2019 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ПАО «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Восток» по объекту НПС «Нижеудинская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ПАО «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Восток» по объекту НПС «Нижеудинская» (далее по тексту - 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, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

1-й уровень –измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), 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, контроллер сетевой индустриальный типа СИКОН- С70 (УСПД), устройство синхронизации времени типа УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 синхронизации времени ССВ-1Г и программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера».

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.

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.

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 оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) и розничного рынка электроэнергии (РРЭ), в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются с ИВК с учетом агрегации данных по всем точкам измерений системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» - АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (Рег. № 54083-13) с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и АИИС КУЭ смежных субъектов 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 электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВКЭ). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается серверами синхронизации времени ССВ-1Г. 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 по протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы GPS/ГЛОНАСС с учетом задержки на прием пакетов 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 типа УСВ-3. Сличение часов УСПД с УСВ-3 производится не реже 1 раза в сутки. Синхронизация часов УСПД с УСВ-3 проводится независимо от величины расхождения времени. Сличение часов счетчиков с часами УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с.

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.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера». 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 Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологически значимые модули ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Диспетчерское наименование	Состав измерительного канала						
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик	УСПД	УСВ уровня ИВКЭ	УСВ уровня ИВК	Сервер
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	НПС «Нижеудинская» КРУ - 6 кВ, 1 СШ, яч. 7, Ввод № 1	ТОЛ-СЭЩ К _{ТТ} = 2000/5 Кл.т. 0,2S Рег.№51623-12	ЗНОЛ К _{ТН} =6000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег.№46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 ,рег.№ 28822-05	УСВ-3, Рег.№ 51644-12	Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, рег.№ 39485-08	HP ProLiant BL460
2	НПС «Нижеудинская» КРУ - 6 кВ, 2 СШ, яч. 16, Ввод №2	ТОЛ-СЭЩ К _{ТТ} = 2000/5 Кл.т. 0,2S Рег.№51623-12	ЗНОЛ К _{ТН} =6000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег.№46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№36697-12				
3	НПС «Нижеудинская» КРУ - 6 кВ, 3 СШ, яч. 41, Ввод №3	ТОЛ-СЭЩ К _{ТТ} = 2000/5 Кл.т. 0,2S Рег.№51623-12	ЗНОЛ К _{ТН} =6000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег.№46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№36697-12				
4	НПС «Нижеудинская» КРУ - 6 кВ, 4 СШ, яч. 24, Ввод №4	ТОЛ-СЭЩ К _{ТТ} = 2000/5 Кл.т. 0,2S Рег.№51623-12	ЗНОЛ К _{ТН} =6000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег.№46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег.№36697-12				
5	НПС «Нижеудинская» ЗРУ- 6 кВ, 2 СШ, яч. 36 «Жил.поселок»	ТЛО-10 К _{ТТ} = 150/5 Кл.т. 0,5S Рег.№25433-11	НАЛИ-НТЗ-6 К _{ТН} =6000/100 Кл.т. 0,5 Рег.№59814-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 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 Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm d$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm d$), %
1	2	3	4
1- 4	Активная	0,9	1,0
	Реактивная	1,3	1,8
5	Активная	1,0	1,1
	Реактивная	1,6	2,0

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$

3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных и рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до + 40 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счетчиков, °С - частота, Гц	от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25 от 49,6 до 50,4
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для сервера, °С - температура окружающей среды для контроллера сетевого промышленного СИКОМ С70, °С - температура окружающей среды для УСВ-3 - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, не более, % - частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 _{инд.} до 1 _{емк} от -40 до +70 от -40 до +60 от +10 до +30 от -10 до +50 от -50 до +70 от 80,0 до 106,7 98 от 49,6 до 50,4
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики СЭТ- 4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер синхронизации времени ССВ-1Г: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Контроллер сетевой промышленный СИКОМ С70: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165 000 2 45000 22 000 70000

Продолжение таблицы 4

1	2
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Сервер БД:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации	
Счетчики СЭТ- 4ТМ.03М:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	
Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70	113
- суточных данных о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
Сервер БД:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
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 счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в УСПД;
- журнал ИВК:
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике, УСПД и ИВК;
 - 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;
 - ИВК;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика, УСПД, ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках, УСПД, ИВК (функция автоматизирована);

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ (модификация ТОЛ-СЭЩ-10-21)	12
Трансформаторы тока	ТЛО 10	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ (модификация ЗНОЛП-6 У2)	12
Трансформаторы напряжения заземляемые	НАЛИ-НТЗ-6	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер БД	HP ProLiant BL460	2
Сервер с программным обеспечением	ПК «Энергосфера»	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	5
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН – С70	1
Документация		
Формуляр	ФО 4222-01-2462208102-2017 с Изменением №1	1
Методика поверки	МП 4222-01-2462208102-2017	1
Руководство по эксплуатации	РЭ 4222-01-2462208102-2017	1

Поверка

осуществляется по документу МП 4222-01-2462208102-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ПАО «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Восток» по объекту НПС «Нижеудинская». Методика поверки». Измерительные каналы», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 20.12.2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторы 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»;
- счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2007 г.;

- сервер синхронизации времени ССВ-1Г – в соответствии с методикой поверки «Источники частоты и времени / серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-80 МП, утвержденной ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.;
- устройство синхронизации системного времени УСВ-3 – в соответствии с методикой поверки «Устройства синхронизации времени УСВ-3, ВЛСТ.240.00.000МП», утвержденной руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.;
- контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 – в соответствии с методикой поверки ВЛСТ 220.00.000.И1, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» 17.01.2005 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- термогигрометр CENTER 314 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-04);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33750-12).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электроэнергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) ПАО «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Восток» по объекту НПС «Нижеудинская». МВИ 4222-01-2462208102-2017, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) ПАО «Транснефть» в части ООО «Транснефть - Восток» по объекту НПС «Нижеудинская»

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

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

ИНН 5528010278

Адрес: 660037, Тюменская область, Викуловский район, с. Викулово, ул. Новосоветская, 31

Телефон: 8 (3812) 30-25-75

E-mail: oooaton@rambler.ru

Испытательный центр

ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ Самарский ЦСМ)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.