

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» февраля 2021 г. №182

Регистрационный № 76298-19

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть – Дружба» по цифровой подстанции НПС «Десна»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть – Дружба» по цифровой подстанции НПС «Десна» (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, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень (основной) – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные цифровые трансформаторы тока и напряжения (далее – цТТ и цТН), устройства синхронизации времени СВ-04 (далее – УСВ), цифровые счетчики коммерческого учета электрической энергии - устройства измерительные многофункциональные (далее – Счетчики), каналообразующую аппаратуру.

1-й уровень (резервный) – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя электромагнитные трансформаторы тока и напряжения (далее – ТТ и ТН), устройства сопряжения с шиной процесса (далее – УСШ), УСВ, счетчики, каналообразующую аппаратуру.

На резервном ИИК используются те же счетчики, что и на основном того же присоединения.

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

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из 2-х уровней, ИИК и ИВК.

Для резервных ИИК первичные токи и напряжения преобразуются электромагнитными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по вторичным цепям поступают на соответствующие входы УСШ. В УСШ мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой поток (SV поток) с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

Для основных ИИК первичные токи и напряжения преобразуются цТТ и цТН в цифровой поток (SV поток).

В АИИС КУЭ в целях резервирования при пропадании сигнала с цТТ и цТН (основного канала) счетчик автоматически переключается на прием цифрового потока с УСШ (резервного канала).

Значения силы электрического тока и напряжения в цифровом виде передаются в шину процесса, откуда каждый счетчик считывает SV-поток по соответствующему присоединению. В счетчике происходит обработка входных сигналов (деление на коэффициенты трансформации ТТ и ТН), с последующим вычислением значений результатов измерений активной (Вт·ч) и реактивной (вар·ч) электроэнергии и хранение вычисленных значений.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Хранение значений результатов измерений в счетчике производится с учетом коэффициентов преобразования к номинальным значениям 57,7 (100) В, 5 А.

Результаты измерений электроэнергии соотнесены с единым календарным временем.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень, где осуществляется обработка, накопление и хранение поступающей информации с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, коммерческому оператору, системному оператору через каналы связи.

Данные хранятся в сервере БД. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные от ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа оператора 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. АИИС КУЭ имеет возможность обмена данными с другими АИИС КУЭ утвержденного типа.

Данные по группам точек поставки в организации – участники ОРЭ и РРЭ, АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются из ИВК с учетом агрегации данных по всем АИИС КУЭ ОАО «АК Транснефть» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 54083-13) с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую АИИС КУЭ и АИИС КУЭ смежных субъектов 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 оптового рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВК). Синхронизация часов сервера БД с единым координированным временем UTC обеспечивается сервером синхронизации времени ССВ-1Г, входящим в состав центра сбора и обработки данных (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/GPS, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление времени на сервере БД. В случае выхода из строя основного сервера синхронизации времени ССВ-1Г используется резервный.

Синхронизация часов счетчика с единым координированным временем UTC обеспечивается СВ-04. Сличение времени счетчиков с СВ-04 производится не реже 1 раза в сутки, а периодичность от 1 мин до 24 часов устанавливается в настройках счетчика, корректировка осуществляется независимо от величины расхождения. В случае неисправности, ремонта, пропадания синхронизации времени или поверки СВ-04 имеется возможность синхронизации часов счетчика от уровня ИВК ПАО «Транснефть».

Журналы событий счетчиков и сервера БД отражают факты коррекции времени и время до и после коррекции и/или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 8.0. Метрологически значимая часть содержится в модуле, указанном 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 pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976E08A2BB7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3, 4.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Порядковый номер	Номер ИК	Наименование ИК	Состав ИК					Вид электро-энергии
			ТТ цТТ	ТН цТН	УСШ	Счетчик	Сервер УСВ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ОРУ 110 кВ								
1	1 (осн.)	ПС 110 кВ Десна-2, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110кВ Десна-2 - Почепская с отпайкой на ПС Красный Рог (основной)	ТТЭО-110 Кл. т. 0,2S 600 (W2G_2MU0103) ⁴⁾ Пер. № 63877-16	ДНЕЭ-110 Кл. т. 0,2 110000 (TV2_2MU0118) ⁴⁾ Пер. № 64134-16	-	ESM-SV ³⁾ Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 66884-17	HP ProLiant BL460 G6, HP ProLiant BL460 Gen8	активная реактивная
2	1 (рез.)	ПС 110 кВ Десна-2, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110кВ Десна-2 - Почепская с отпайкой на ПС Красный Рог (резервный)	ТОГФ-110Ш Кл. Т. 0,2S 600/5 Пер. № 61432-15	НКФ-110-06 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Пер. № 37749-08	ENMU δ_I УСШ ¹⁾ – 0,2; δ_U УСШ ²⁾ – 0,2; (W2G_3MU0101) ⁴⁾ Пер. № 73811-19			активная реактивная
3	2 (осн.)	ПС 110 кВ Десна-2, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110кВ Новобрянская - Десна-2 (основной)	ТТЭО-110 Кл. т. 0,2S 600 (W3G_2MU0106) ⁴⁾ Пер. № 63877-16	ДНЕЭ-110 Кл. т. 0,2 110000 (TV1_2MU0121) ⁴⁾ Пер. № 64134-16	-	ESM-SV ³⁾ Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 66884-17	CCB-1Г Пер. № 39485-08	активная реактивная
4	2 (рез.)	ПС 110 кВ Десна-2, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110кВ Новобрянская - Десна-2 (резервный)	ТОГФ-110Ш Кл. т. 0,2S 600/5 Пер. № 61432-15	НКФ-110-06 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Пер. № 37749-08	ENMU δ_I УСШ ¹⁾ – 0,2; δ_U УСШ ²⁾ – 0,2; (W3G_3MU0102) ⁴⁾ Пер. № 73811-19		CB-04 Пер. № 74100-19	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	3 (осн.)	ПС 110 кВ Десна-2, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110кВ Десна-2 - Плюсково (основной)	ТТЭО-110 Кл. т. 0,2S 600 (W1G_2MU0109) ⁴⁾ Рег. № 63877-16	ДНЕЭ-110 Кл. т. 0,2 110000 (TV1_2MU0121) ⁴⁾ Рег. № 64134-16	-	ESM-SV ³⁾ Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	НР ProLiant BL460 G6,	активная
6	3 (рез.)	ПС 110 кВ Десна-2, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110кВ Десна-2 - Плюсково (резервный)	ТОГФ-110Ш Кл. Т. 0,2S 600/5 Рег. № 61432-15	НКФ-110-06 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Рег. № 37749-08	ENMU $\delta_{I\text{УСШ}}^1 - 0,2;$ $\delta_{U\text{УСШ}}^2 - 0,2;$ (W1G_3MU0107) ⁴⁾ Рег. № 73811-19			реактивная
7	4 (осн.)	ПС 110 кВ Десна-2, ЗРУ 6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч 39 (основной)	ТТЭО-Ш Кл. т. 0,2S 2000 (Q1T2H_2MU0134) ⁴⁾ Рег. № 63877-16	ЭТН-6 Кл. т. 0,2 6000 (TV3H_2MU0130) ⁴⁾ Рег. № 69653-17	-	ESM-SV ³⁾ Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	НР ProLiant BL460 Gen8	активная
8	4 (рез.)	ПС 110 кВ Десна-2, ЗРУ 6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч 39 (резервный)	ТЛШ-10-5 Кл. т. 0,5S 3000/5 Рег. № 64182-16	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Рег. № 16687-02	ENMU $\delta_{I\text{УСШ}}^1 - 0,2;$ $\delta_{U\text{УСШ}}^2 - 0,2;$ (Q1T2H_3MU05) ⁴⁾ Рег. № 73811-19			реактивная
9	5 (осн.)	ПС 110 кВ Десна-2, ЗРУ 6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч 40 (основной)	ТТЭО-Ш Кл. т. 0,2S 2000 (Q2T2H_2MU0135) ⁴⁾ Рег. № 63877-16	ЭТН-6 Кл. т. 0,2 6000 (TV4H_2MU0131) ⁴⁾ Рег. № 69653-17	-	ESM-SV ³⁾ Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	СВ-04 Рег. № 74100-19	активная
10	5 (рез.)	ПС 110 кВ Десна-2, ЗРУ 6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч 40 (резервный)	ТЛШ-10-5 Кл. т. 0,5S 3000/5 Рег. № 64182-16	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,2 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	ENMU $\delta_{I\text{УСШ}}^1 - 0,2;$ $\delta_{U\text{УСШ}}^2 - 0,2;$ (Q2T2H_3MU06) ⁴⁾ Рег. № 73811-19			реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	6 (осн.)	ПС 110 кВ Десна-2, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч 1 (основной)	ТТЭО-Ш Кл. т. 0,2S 2000 (Q1T1H_2MU0132) ⁴⁾ Рег. № 63877-16	ЭТН-6 Кл. т. 0,2 6000 (TV1H_2MU0128) ⁴⁾ Рег. № 69653-17	-	ESM-SV ³⁾ Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	НР ProLiant BL460 G6, НР ProLiant BL460 Gen8	активная
12	6 (рез.)	ПС 110 кВ Десна-2, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч 1 (резервный)	ТЛШ-10-5 Кл. т. 0,5S 3000/5 Рег. № 64182-16	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,2 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	ENMU $\delta_{I \text{ УСШ}}^1) - 0,2;$ $\delta_{U \text{ УСШ}}^2) - 0,2;$ (Q1T1H_3MU03) ⁴⁾ Рег. № 73811-19			активная
13	7 (осн.)	ПС 110 кВ Десна-2, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч 2 (основной)	ТТЭО-Ш Кл. т. 0,2S 2000 (Q2T1H_2MU0133) ⁴⁾ Рег. № 63877-16	ЭТН-6 Кл. т. 0,2 6000 (TV2H_2MU0129) ⁴⁾ Рег. № 69653-17	-	ESM-SV ³⁾ Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 66884-17	CCB-1Г Рег. № 39485-08 CB-04 Рег. № 74100-19	активная
14	7 (рез.)	ПС 110 кВ Десна-2, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч 2 (резервный)	ТЛШ-10-5 Кл. т. 0,5S 3000/5 Рег. № 64182-16	ЗНОЛ.06-6У3 Кл. т. 0,2 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	ENMU $\delta_{I \text{ УСШ}}^1) - 0,2;$ $\delta_{U \text{ УСШ}}^2) - 0,2;$ (Q2T1H_3MU04) ⁴⁾ Рег. № 73811-19			реактивная

Примечание

1 $\delta_{I \text{ УСШ}}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности преобразований среднеквадратического значения силы переменного тока, %;

2 $\delta_{U \text{ УСШ}}$ – пределы допускаемой основной относительной погрешности преобразований среднеквадратического значения фазного (линейного) напряжения переменного тока, %;

3 Счетчики имеют возможность работы как на основном (цТТ и цТН), так и на резервном (ТТ, ТН, УСШ) ИИК;

4 SV ID – идентификатор SV потока.

Метрологические характеристики ИК определяются метрологическими характеристиками, представленными в таблицах 3, 4

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК							
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$), %				Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 (осн.), 2 (осн.), 3 (осн.), 4 (осн.), 5 (осн.), 6 (осн.), 7 (осн.)	$0,02I_H \leq I < 0,05I_H$	0,9	1,0	1,1	1,8	1,0	1,0	1,2	1,9
	$0,05I_H \leq I < 0,2I_H$	0,6	0,6	0,8	1,2	0,7	0,7	1,0	1,3
	$0,2I_H \leq I < I_H$	0,4	0,4	0,6	0,9	0,4	0,5	0,6	1,0
(цТТ 0,2S; цТН 0,2; Сч 0,2S)	$I_H \leq I \leq 1,2I_H$	0,4	0,4	0,6	0,9	0,4	0,5	0,6	1,0
1 (рез.), 2 (рез.) 3 (рез.)	$0,02I_H \leq I < 0,05I_H$	0,9	1,0	1,2	1,8	1,0	1,1	1,3	1,9
	$0,05I_H \leq I < 0,2I_H$	0,7	0,6	0,9	1,2	0,8	0,8	1,0	1,3
(ТТ 0,2S; ТН 0,2; УСШ(У) 0,2 Сч 0,2S)	$0,2I_H \leq I < I_H$	0,4	0,5	0,6	0,9	0,5	0,5	0,7	1,0
	$I_H \leq I \leq 1,2I_H$	0,4	0,5	0,6	0,9	0,5	0,5	0,7	1,0
4 (рез.)	$0,02I_H \leq I < 0,05I_H$	1,6	2,1	2,6	4,8	1,7	2,1	2,6	4,8
(ТТ 0,5S; ТН 0,5; УСШ(У) 0,2 Сч 0,2S)	$0,05I_H \leq I < 0,2I_H$	1,1	1,3	1,6	3,0	1,2	1,4	1,7	3,0
	$0,2I_H \leq I < I_H$	0,8	1,0	1,2	2,2	0,9	1,0	1,3	2,2
	$I_H \leq I \leq 1,2I_H$	0,8	1,0	1,2	2,2	0,9	1,0	1,3	2,2
5 (рез.), 6 (рез.), 7 (рез.)	$0,02I_H \leq I < 0,05I_H$	1,5	2,0	2,5	4,7	1,6	2,0	2,5	4,7
	$0,05I_H \leq I < 0,2I_H$	1,0	1,2	1,5	2,8	1,1	1,3	1,6	2,8
(ТТ 0,5S; ТН 0,2; УСШ(У) 0,2 Сч 0,2S)	$0,2I_H \leq I < I_H$	0,7	0,8	1,0	1,9	0,7	0,9	1,1	1,9
	$I_H \leq I \leq 1,2I_H$	0,7	0,8	1,0	1,9	0,7	0,9	1,1	1,9

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия)

Порядковый номер	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 0,9$ ($\sin \varphi = 0,43$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,9$ ($\sin \varphi = 0,43$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)
1 (осн.), 2 (осн.), 3 (осн.), 4 (осн.), 5 (осн.), 6 (осн.), 7 (осн.)	$0,02I_H \leq I < 0,05I_H$	-	1,7	1,3	-	1,8	1,5
	$0,05I_H \leq I < 0,2I_H$	-	1,2	0,8	-	1,5	0,9
	$0,2I_H \leq I < I_H$	1,3	0,9	0,7	1,5	1,0	0,8
(цТТ 0,2S; цТН 0,2; Сч 0,5)	$I_H \leq I \leq 1,2I_H$	1,3	0,9	0,7	1,5	1,0	0,8
1 (рез.), 2(рез.) 3 (рез.)	$0,02I_H \leq I < 0,05I_H$	-	1,7	1,3	-	1,8	1,5
	$0,05I_H \leq I < 0,2I_H$	-	1,3	0,8	-	1,5	1,0
(ТТ 0,2S; ТН 0,2; УСШ(У) 0,2 Сч 0,5)	$0,2I_H \leq I < I_H$	1,3	0,9	0,7	1,6	1,0	0,9
	$I_H \leq I \leq 1,2I_H$	1,3	0,9	0,7	1,6	1,0	0,9
4 (рез.)	$0,02I_H \leq I < 0,05I_H$	-	3,9	2,3	-	4,0	2,5
(ТТ 0,5S; ТН 0,5; УСШ(У) 0,2 Сч 0,5)	$0,05I_H \leq I < 0,2I_H$	-	2,5	1,5	-	2,6	1,6
	$0,2I_H \leq I < I_H$	2,7	1,8	1,2	2,8	1,9	1,3
	$I_H \leq I \leq 1,2I_H$	2,7	1,8	1,2	2,8	1,9	1,3
5 (рез.), 6 (рез.), 7 (рез.)	$0,02I_H \leq I < 0,05I_H$	-	3,8	2,3	-	3,9	2,4
	$0,05I_H \leq I < 0,2I_H$	-	2,3	1,3	-	2,5	1,4
(ТТ 0,5S; ТН 0,2; УСШ(У) 0,2 Сч 0,5)	$0,2I_H \leq I < I_H$	2,3	1,6	1,0	2,5	1,7	1,1
	$I_H \leq I \leq 1,2I_H$	2,3	1,6	1,0	2,5	1,7	1,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с		± 5					

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков и УСШ электроэнергии для всех ИК от 0 до плюс 40 °С.

4 Допускается замена ТТ, цТТ, ТН, цТН, УСШ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, при условии, что ПАО «Транснефть» не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

5 Допускается замена и ССВ-1Г и СВ-04 на аналогичные утвержденных типов.

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

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	7
Нормальные условия: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25
Условия эксплуатации: - параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от +10 до +30
Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Счетчик: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСШ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч СВ-04: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ССВ-1Г: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	264599 0,5 220000 280000 1 110000 15000
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 20 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 оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.
- резервирование ИК: информация о результатах измерений может передаваться в счетчик с основного и резервного канала.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
 - сервера времени;
 - коммутатора и промежуточных компонентов (кросс оптический, коммутационная панель);
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Паспорта на 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 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Цифровой трансформатор тока	ТТЭО-110	3
Цифровой трансформатор тока	ТТЭО-Ш	4
Цифровой трансформатор напряжения	ДНЕЭ-110	2
Цифровой трансформатор напряжения	ЭТН-6	4
Трансформатор тока	ТОГФ-110Ш	9
Трансформатор тока	ТЛШ-10-5	12

Окончание таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	НКФ-110-06	9
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6УЗ	9
Устройство измерительное многофункциональное	ESM-SV	7
УСШ	ENMU	7
Устройства синхронизации времени	СВ-04	3
Сервер синхронизации системного времени	ССВ-1Г	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП 206.1-088-2019	1
Паспорт	ЭКРА.425510.023.ПС	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-088-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть – Дружба» по цифровой подстанции НПС «Десна». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 08.07.2019 г.

Основные средства 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» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- цифровых трансформаторов напряжения ДНЕЭ-110 – по документу МП 2203-0292-2015 «Делители напряжения емкостные электронные ДНЕЭ с цифровым выходом. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМ им Д.И. Менделеева» в ноябре 2015 г.;
- цифровых трансформаторов напряжения ЭТН-6 – по документу МП 69653-17 «Трансформаторы напряжения электронные ЭТН. Методика поверки», утвержденному ООО «ИЦРМ» 27.09.2017 г.;
- цифровых трансформаторов тока ТТЭО-Ш, ТТЭО-110 – по документу МП 2203-0293-2015 «Трансформаторы тока электронные оптические ТТЭО с цифровым выходом. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в ноябре 2015 г.;
- УСШ ENMU – по документу ENMU/422100/001 МП «Устройства сопряжения с шиной процесса ENMU. Методика поверки», утвержденному ООО «ИЦРМ» 10.08.2018 г.;
- счетчиков ESM-SV – по документу ESM.422160.001 МП «Многофункциональные измерительные устройства ESM. Методика поверки», утвержденному ООО «ИЦРМ» 28 декабря 2016 г.;
- по МИ 3195-2018. «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3196-2018. «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3598-2018. «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;
- 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.;

- СВ-04 – по документу ЭКРА.426472.003 МП «Устройства синхронизации единого времени серии СВ. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 10.09.2018 г.;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60°С, дискретность 0,1°С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

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 электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть – Дружба» по цифровой подстанции НПС «Десна», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

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

ЭКРА.425510.023 ТУ Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть – Дружба» по цифровой подстанции НПС «Десна»

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «ЭКРА»

(ООО НПП «ЭКРА»)

ИНН 21126001172

Адрес: 428020, Чувашская Республика – Чувашия, г. Чебоксары, пр. И.Я. Яковлева, д.3, помещение 541

Телефон: +7 (8352) 22-01-10, 22-01-30

Факс: +7 (8352) 22-01-10

Web-сайт: www.ekra.ru

E-mail: ekra@ekra.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.