

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Саратовский НПЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Саратовский НПЗ» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, состоящую из 16 измерительных каналов (ИК).

ИК АИИС КУЭ состоят из трех уровней.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), multifunctional счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту Сч и/или счетчики) и вторичные измерительные цепи.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ). ИВКЭ включает в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ-3000, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 17049-09 (рег. № 17049-09), систему обеспечения единого времени (СОЕВ) с GPS-приемником, входящим в состав УСПД, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). ИВК включает в себя сервер баз данных (БД) на базе программного комплекса «Энергосфера» (ПО «Энергосфера»), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

В состав ИВК входят вспомогательное оборудование - автоматизированное рабочее место оператора (АРМ) с установленным клиентским программным обеспечением ПО «Энергосфера», монитор, комплект устройств интерактивного ввода-вывода.

Сервер БД ИВК, АРМ оператора АИИС КУЭ и УСПД уровня ИВКЭ включены в локальную вычислительную сеть (ЛВС) ПАО «Саратовский НПЗ» с помощью сетевого оборудования и поддерживают стек протокола TCP/IP-адресации архитектуры Ethernet.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;

периодический (не реже 1 раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
передача журналов событий счетчиков и УСПД в базу данных ИВК.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл от времени по мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим календарным временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 и по беспроводному GSM/GPRS каналу (с использованием каналобразующей аппаратуры) поступает в УСПД, где осуществляется сбор, обработка и хранение измерительной информации. С помощью стека протокола TCP/IP-адресации архитектуры Ethernet (основной канал) и протокола обмена RS-232 (резервный канал) осуществляется передача накопленных данных на сервер БД АИИС КУЭ.

Сервер БД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения осуществляет формирование и хранение поступающей измерительной информации, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу данных коммерческого учета в АО «ЕЭСнК».

Дальнейшая передача информации в АО «АТС» и другим смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью АО «ЕЭСнК» осуществляется по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию часов устройств АИИС КУЭ. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. Сигналы точного времени формируются источником точного времени - GPS-приемником, входящим в состав УСПД. Коррекция отклонений встроенных часов счетчиков и сервера осуществляется при помощи синхронизации часов устройств с единым временем, поддерживаемым часами УСПД.

Сличение часов счетчиков и сервера со временем часов УСПД происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка шкалы времени осуществляется при расхождении часов счетчиков и сервера от времени часов УСПД на величину более ± 2 с.

Факты коррекции шкал времени часов компонентов АИИС КУЭ регистрируются в журналах событий счетчика и УСПД.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения АИИС КУЭ входит ПО счетчиков, ПО УСПД, ПО сервера БД и ПО АРМ на основе ПО «Энергосфера».

Идентификационные данные метрологически значимой части программного комплекса АИИС КУЭ (ПО «Энергосфера») приведены в таблице 1.1 - 1.4.

Таблица 1.1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
1	2	3
Идентификационное наименование ПО	AdCenter.exe	AdmTool.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4	6.4
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	52d964207a14b0ad858e7edc1e9fb0c1	ac2138e68b8144154f8757963b4ffe35
Другие идентификационные данные	Консоль администратора	Конфигурационный программный пакет

Таблица 1.2 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
1	2	3
Идентификационное наименование ПО	PSO.exe	archiv.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4	6.4
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	4c57d76a8d4110ca178cca68b11fad23	3d19ab10f3143f99758840d7a59ce637
Другие идентификационные данные	Сервер опроса	Архив

Таблица 1.3 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
1	2	3
Идентификационное наименование ПО	config.exe	ControlAge.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4	6.4
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	bee73d8d782892f998ac0d0fd4cbcedf	4cc18cd7e70bb0c6de1d71aef6beb4d0
Другие идентификационные данные	Конфигуратор УСПД	АРМ пользователя ПО

Таблица 1.4 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
1	2	
Идентификационное наименование ПО	expimp.exe	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4	
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	cc298897c37f3fd500203a668376d7ea	
Другие идентификационные данные	Конфигуратор УСПД	

Границы интервала допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков и измерительных трансформаторов.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав первого уровня ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав первого уровня ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК точек учета	Состав первого уровня ИК		
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии
1	2	3	4	5
1	ГПП-1 Ввод 1В 6 кВ Т1	ТЛО-10 кл. т 0,5S К _{тт} = 3000/5 Зав. №№ 17-22984, 17-22979, 17-22977 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл. т 0,2 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 17-21337, 17-21338, 17-21340 рег. № 7583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0804173970 рег. № 36697-12
2	ГПП-1 Ввод 4В 6 кВ Т2	ТЛО-10 кл. т 0,5S К _{тт} = 3000/5 Зав. №№ 17-22976, 17-22983, 17-22975 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл. т 0,2 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 17-21333, 17-21335, 17-21341 рег. № 7583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0804173790 рег. № 36697-12
3	ГПП-1 Ввод 1В 6 кВ Т2	ТЛО-10 кл. т 0,5S К _{тт} = 3000/5 Зав. №№ 17-22982, 17-22980, 17-22974 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл. т 0,2 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 17-21339, 17-21331, 17-21332 рег. № 7583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0805172878 рег. № 36697-12
4	ГПП-1 Ввод 4В 6 кВ Т1	ТЛО-10 кл. т 0,5S К _{тт} = 3000/5 Зав. №№ 17-22981, 17-22973, 17-22978 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл. т 0,2 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 17-21334, 17-21336, 17-21342 рег. № 7583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0804173821 рег. № 36697-12
5	ГПП-1 Ввод 6 кВ ТСН-1	ТЛО-10 кл. т 0,5S К _{тт} = 20/5 Зав. №№ 17-22809, 17-22808, 17-22810 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл. т 0,2 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 17-21337, 17-21338, 17-21340 рег. № 7583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0803171393 рег. № 36697-12

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
6	ГПП-1 ф.626, ФГУП «Приволжская железная дорога»	ТЛО-10 кл. т 0,5S К _{тт} = 150/5 Зав. №№ 17-22860, 17-22864, 17-22867 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл. т 0,2 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 17-21337, 17-21338, 17-21340 рег. № 7583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0804174268 рег. № 36697-12
7	ГПП-1 ф.611, ЗАО «СПГС»	ТЛО-10 кл. т 0,5S К _{тт} = 300/5 Зав. №№ 17-22895, 17-22881, 17-22887 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл. т 0,2 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 17-21339, 17-21331, 17-21332 рег. № 7583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0805172743 рег. № 36697-12
8	ГПП-1 ф.639, ЗАО «СПГС»	ТЛО-10 кл. т 0,5S К _{тт} = 300/5 Зав. №№ 17-22874, 17-22888, 17-22890 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл. т 0,2 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 17-21337, 17-21338, 17-21340 рег. № 7583-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0805170624 рег. № 36697-12
9	ТП-8а Ввод 1 6 кВ Т-2	ТШЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S К _{тт} = 3000/5 Зав. №№ 00966-11, 00933-11, 00943-11 рег. № 37544-08	НАЛИ-СЭЩ-6(10) кл. т 0,5 К _{тн} = 6000/100 Зав. № 00483-11 рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0805173233 рег. № 36697-12
10	ТП-8а Ввод 2 6 кВ Т-2	ТШЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S К _{тт} = 3000/5 Зав. №№ 00952-11, 00950-11, 00965-11 рег. № 37544-08	НАЛИ-СЭЩ-6(10) кл. т 0,5 К _{тн} = 6000/100 Зав. № 00487-11 рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0807113868 рег. № 36697-08
11	ТП-8а Ввод 1 6 кВ Т-1	ТШЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S К _{тт} = 3000/5 Зав. №№ 00942-11, 00944-11, 00945-11 рег. № 37544-08	НАЛИ-СЭЩ-6(10) кл. т 0,5 К _{тн} = 6000/100 Зав. № 00471-11 рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0807110619 рег. № 36697-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
12	ТП-8а Ввод 2 6 кВ Т-1	ТШЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S К _{тт} = 3000/5 Зав. №№ 00949-11, 00951-11, 00948-11 рег. № 37544-08	НАЛИ-СЭЩ-6(10) кл. т 0,5 К _{тн} = 6000/100 Зав. № 00468-11 рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0807110743 рег. № 36697-08
13	ТП-8а РУ-6 кВ, яч.45 ТСН-1	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S К _{тт} = 10/5 Зав. №№ 26890-11, 26891-11, 26892-11 рег. № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ-6(10) кл. т 0,5 К _{тн} = 6000/100 Зав. № 00464-11 рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 01058785 рег. № 27524-04
14	ТП-8а РУ-6 кВ, яч.48 ТСН-2	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S К _{тт} = 10/5 Зав. №№ 26894-11, 26889-11, 26893-11 рег. № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ-6(10) кл. т 0,5 К _{тн} = 6000/100 Зав. № 00488-11 рег. № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0807113796 рег. № 36697-08
15	Саратовская ТЭЦ-2, ОРУ-35 кВ, яч. 12, ВЛ 35 кВ Крекинг 2ц (35 кВ)	ТВ кл. т 0,5 К _{тт} = 600/5 Зав. №№ 4561, 4457, 4559 рег. № 19720-00	ЗНОМ-35-65 кл. т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 1229936, 1229942, 1229945 рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 0106066110 рег. № 27524-04
16	Саратовская ТЭЦ-2, ОРУ-35 кВ, яч. 11, ВЛ 35 кВ Крекинг 1ц. (35 кВ)	ТВ кл. т 0,5 К _{тт} = 600/5 Зав. №№ 4246, 4568, 4404 рег. № 19720-00	НОМ-35-66 кл. т 0,5 К _{тн} = 35000/100 Зав. №№ 9257, 3560, 5722 рег. № 187-05	СЭТ-4ТМ.03М кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 0811091488 рег. № 36697-08

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номера измерительных каналов	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 - 8 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,4	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,9	±2,2	±1,8	±1,8
	0,8	±3,3	±2,3	±1,9	±1,9
	0,7	±3,9	±2,5	±2,0	±2,0
	0,5	±5,6	±3,3	±2,5	±2,5
9 - 12, 14 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,4	±1,7	±1,6	±1,6
	0,9	±2,9	±2,2	±1,9	±1,9
	0,8	±3,4	±2,4	±2,0	±2,0
	0,7	±3,9	±2,6	±2,2	±2,2
	0,5	±5,7	±3,4	±2,7	±2,7
13 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,9	±1,2	±1,1	±1,1
	0,9	±2,4	±1,6	±1,3	±1,3
	0,8	±3,0	±1,8	±1,4	±1,4
	0,7	±3,6	±2,1	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3	±2,3
15 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,5	±1,3
	0,8	-	±3,0	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,1	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
16 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,5	±1,3
	0,8	-	±3,0	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,1	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3

Продолжение таблицы 3

Номера измерительных каналов	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		I _{1(2)%} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120%}
1	2	3	4	5	6
1 - 8 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	0,9	±7,2	±4,8	±4,2	±4,2
	0,8	±5,5	±4,2	±3,7	±3,7
	0,7	±4,9	±4,0	±3,6	±3,6
	0,5	±4,3	±3,8	±3,5	±3,5
9 - 12, 14 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	±7,3	±4,9	±4,4	±4,4
	0,8	±5,6	±4,3	±3,8	±3,8
	0,7	±4,9	±4,0	±3,6	±3,6
	0,5	±4,3	±3,8	±3,5	±3,5
13 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	0,9	±7,0	±3,8	±2,7	±2,7
	0,8	±4,9	±2,7	±2,0	±2,0
	0,7	±4,0	±2,3	±1,7	±1,7
	0,5	±3,1	±1,9	±1,4	±1,4
15 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	0,9	-	±3,8	±2,7	±6,4
	0,8	-	±4,5	±2,5	±2,0
	0,7	-	±3,6	±2,1	±1,4
	0,5	-	±2,8	±1,7	±3,5
16 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	0,9	-	±7,3	±4,9	±4,4
	0,8	-	±5,6	±4,1	±3,8
	0,7	-	±4,9	±3,8	±3,6
	0,5	-	±4,3	±3,6	±3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с					±5

Примечания:

1 Погрешность измерений электрической энергии δ_{1(2)%P} и δ_{1(2)%Q} для cosφ=1,0 нормируется от I_{1%}, погрешность измерений δ_{1(2)%P} и δ_{1(2)%Q} для cosφ<1,0 нормируется от I_{2%}.

2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

3 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков и УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем указанные в настоящем описании типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

4 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, - активная, реактивная.

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия применения: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии - для счетчиков реактивной энергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 (рег. № 27524-04): - средняя наработка до отказа, ч, не менее счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08): - средняя наработка до отказа, ч, не менее счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12): - средняя наработка до отказа, ч, не менее УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка до отказа, ч, не менее	90000 140000 165000 75000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 (рег. № 27524-04): - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08): - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12): - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, сутки, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 113 114 35 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12)	9 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08)	5 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03 (рег. № 27524-04)	2 шт.
Трансформаторы тока встроенные	ТВ	6 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	24 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ-СЭЩ-10	12 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	24 шт.
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-6(10)	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НОМ-35-66	3 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
ПО (комплект)	ПО «Энергосфера»	1 шт.
Формуляр	СТПА.411711.СНП301.ФО	1 экз.
Методика поверки	РТ-МП-4923-550-2017	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-4923-550-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Саратовский НПЗ». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 10.11.2017 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 39952-08);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10);
- радиочасы МИР РЧ-02 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46434-11).

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

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Саратовский НПЗ»

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

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

Изготовитель

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

ИНН 5261063935

Адрес: 603009, г. Нижний Новгород, проспект Гагарина, д. 39, литер А2, офис 11

Телефон: +7 (831)280-96-65

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.