

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Западная энергетическая компания» (2-ая очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Западная энергетическая компания» (2-ая очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- привязку результатов измерений к шкале времени UTC(SU);
- ведение журналов событий с данными о состоянии объектов измерений и средств измерений;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений и журналов событий;
- хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных в течение 3,5 лет;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей;
- подготовка данных в виде электронного документа XML для их передачи по электронной почте внешним организациям;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, и журналам событий по запросу со стороны внешних систем;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает два уровня:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной

электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер БД, автоматизированные рабочие места (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» (Рег. номер 44595-10).

ИИК ТИ, ИВК, устройства коммуникации и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Результаты вычислений сохраняются в регистрах памяти счетчика с привязкой к шкале времени UTC(SU). Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти события, такие как коррекция часов счетчиков, включение и выключение счетчиков, включение и выключение резервного питания счетчиков, открытие и закрытие защитной крышки и другие. События сохраняются в журнале событий также с привязкой к шкале времени UTC(SU).

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК ТИ и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков со всех ИИК ТИ;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере баз данных и передачу шкалы времени на уровень ИИК ТИ;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в форматах 80020, 80030 заверенных электронно-цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 с использованием модемов GSM/GPRS и преобразователей интерфейсов в Ethernet для передачи данных от счетчиков до уровня ИВК;

- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством глобальной сети передачи данных Интернет для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы (основной канал);
- посредством радиоканала стандарта GSM/GPRS для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), действующая следующим образом. ИБК получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации времени УСВ-3. При каждом опросе счетчиков ИБК определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает по абсолютной величине 2 с, то формирует команду синхронизации. Счетчики в составе АИИС КУЭ допускают синхронизацию времени не чаще 1 раза в сутки. Журналы событий счетчиков и ИБК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ № 1 нанесен типографским способом на информационные таблички, закрепленные на корпусе шкафа сервера баз данных и на корпусах шкафов связи, расположенных в электроустановках. Заводские и (или) серийные номера средств измерений, входящих в состав ИК, с целью их идентификации, приведены в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». 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 указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c5 4

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	ТП 27-02 АБ 15 кВ, РУ-15 кВ, 1 СШ 15 кВ, яч. 3	IMZ Кл.т. 0,5S Ктт = 150/5 Рег. № 16048-04	UMZ Кл.т. 0,5 Ктн = 15000/√3:100/√3 Рег. № 16047-04	A1805RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-20	УСВ-3 рег. № 64242-16; Сервер БД

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	ТП 27-02 АБ 15 кВ, РУ-15 кВ, 2 СШ 15 кВ, яч. 5	IMZ Кл.т. 0,5S КТТ = 150/5 Рег. № 16048-04	UMZ Кл.т. 0,5 КТН = 15000/√3:100/√3 Рег. № 16047-04	A1805RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-20	УСВ-3 рег. № 64242-16; Сервер БД
3	ТП ЮВС-2 15 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 14	ТЛП-10 Кл.т. 0,5S КТТ = 400/5 Рег. № 30709-11	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 КТН = 6000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	A1805RAL- P4GB1-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
4	ТП ЮВС-2 15 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 25	TPU Кл.т. 0,5 КТТ = 300/5 Рег. № 62760-15	TJC Кл.т. 0,5 КТН = 6000/√3:100/√3 Рег. № 62759-15	A1805RAL- P4GB1-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
5	ТП ЮВС-2 15 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 1Б	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 КТТ = 100/5 Рег. № 1276-59	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 КТН = 6000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	A1805RAL- P4GB1-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
6	ШОБ 0,4 кВ, секция № 1 0,4 кВ, пан. 2, ф. 7	ТТН Кл.т. 0,5 КТТ = 200/5 Рег. № 41260-09	Не используется	A1805RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
7	ШОБ 0,4 кВ, секция № 2 0,4 кВ, пан. 4, ф. 11	Т-0,66 Кл.т. 0,5 КТТ = 200/5 Рег. № 52667-13	Не используется	A1805RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-20	
8	ТП ЮВС-2 15 кВ, ГРЩ-0,4 кВ, секция № 2 0,4 кВ, пан. 8, ф. 21	Не используется	Не используется	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1/2 рег. № 50460-18	
9	ПП 914 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Не используется	Не используется	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1/2 рег. № 50460-18	

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 таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2. Допускается замена сервера БД без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО и устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{w_0}^A \%$	$\delta_{w_0}^P \%$	$\delta_{w_0}^A \%$	$\delta_{w_0}^P \%$	$\delta_{w_0}^A \%$	$\delta_{w_0}^P \%$	$\delta_{w_0}^A \%$	$\delta_{w_0}^P \%$
1, 2, 3	0,50	±4,9	±2,7	±3,1	±2,1	±2,3	±1,5	±2,3	±1,5
	0,80	±2,7	±4,1	±1,9	±2,9	±1,4	±2,1	±1,4	±2,1
	0,87	±2,4	±5,0	±1,8	±3,3	±1,2	±2,4	±1,2	±2,4
	1,00	±1,9	-	±1,2	-	±1,0	-	±1,0	-
4, 5	0,50	-	-	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	-	-	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	-	-	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-
6, 7	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,7	±1,6	±1,9	±1,3
	0,80	-	-	±2,9	±4,5	±1,5	±2,4	±1,1	±1,8
	0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,3	±2,8	±1,0	±2,1
	1,00	-	-	±1,7	-	±1,0	-	±0,8	-
8, 9	0,50	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	0,80	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	0,87	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	1,00	-	-	±1,5	-	±1	-	±1	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_w^A \%$	$\delta_w^P \%$	$\delta_w^A \%$	$\delta_w^P \%$	$\delta_w^A \%$	$\delta_w^P \%$	$\delta_w^A \%$	$\delta_w^P \%$
1, 2, 3	0,50	±5,1	±3,7	±3,4	±3,4	±2,6	±3,1	±2,6	±3,1
	0,80	±3,0	±4,9	±2,3	±3,9	±1,9	±3,4	±1,9	±3,4
	0,87	±2,8	±5,6	±2,2	±4,3	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
	1,00	±2,3	-	±1,4	-	±1,3	-	±1,3	-
4, 5	0,50	-	-	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	-	-	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	-	-	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-
6, 7	0,50	-	-	±5,5	±3,9	±3,0	±3,1	±2,3	±3,0
	0,80	-	-	±3,2	±5,2	±2,0	±3,6	±1,8	±3,2
	0,87	-	-	±2,9	±6,1	±1,9	±3,9	±1,7	±3,4
	1,00	-	-	±1,9	-	±1,3	-	±1,1	-
8, 9	0,50	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	0,80	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	0,87	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	1,00	-	-	±2,3	-	±1,9	-	±1,9	-

Примечания к таблицам 3 и 4:

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

δ_{w0}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

δ_{w0}^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_w^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_w^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающего воздуха для счетчиков, °С	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра АИИС.30эк/04022022-ТРП.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Западная энергетическая компания» (2-ая очередь). Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	T-0,66	3
Трансформаторы тока	TPU	3
Трансформаторы тока	ТТН	3
Трансформаторы тока	ТЛП-10	3
Трансформаторы тока	IMZ	6
Трансформаторы тока	ТПЛ-10У3	2
Трансформаторы напряжения	UMZ	6
Трансформаторы напряжения	TJC	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК	3
Счетчики	A1805RAL-P4G-DW-4	1
Счетчики	A1805RAL-P4GB-DW-4	3
Счетчики	A1805RAL-P4GB1-DW-4	3
Счетчики	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	2
ИВК	АльфаЦЕНТР	1
СОЕВ	УСВ-3	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Западная энергетическая компания» (2-ая очередь). Формуляр	АИИС.30эк/04022022-ТРП.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «Западная энергетическая компания» (2-ая очередь)». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

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

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания

Правообладатель

Акционерное общество «Западная энергетическая компания»

(АО «Западная энергетическая компания»)

Юридический адрес: 236020, г. Калининград, пгт. Прибрежный, ул. Заводская, д. 11

ИНН 3906970638

Телефон (факс): +7 (4012) 567-001

E-mail: wps@inbox.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергетическая компания «СТИ»
(ООО «ЭК «СТИ»)

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Троицкий пр-кт, д. 12 лит. А, помещ. 4 «Н»
ИНН 7839041402

Телефон (факс): +7 (812) 251-13-73 / 251-32-58

E-mail: info@ek-sti.ru

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия
«Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических
измерений»

(Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, Российская Федерация, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц Западно-Сибирского филиала
ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа
№ RA.RU.310556

Регистрационный № 84905-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Сорочинская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Сорочинская (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, хранения и обработки полученной информации. Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления выработкой и потреблением электроэнергии.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

Первый уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), на основе информации о национальной шкале координированного времени UTC (SU), принимаемой УССВ от глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС;
- хранение информации по заданным критериям;

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ - сервер точного времени СТВ-01, принимающий сигналы точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС. УССВ обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU). Коррекция часов сервера ИВК проводится при расхождении часов сервера и времени УССВ более чем на ± 1 с.

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии. Предел абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) не превышает ± 5 с.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено в связи с особенностями конструктивного исполнения. АИИС КУЭ присвоен заводской номер У010. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом.

Измерительные компоненты, входящие в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, имеют заводские и (или) серийные номера, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр средства измерений. Место, способ и форма нанесения номера обеспечивают

возможность прочтения, сохранность в процессе эксплуатации, приведены в описании типа измерительного компонента АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии единой национальной (общероссийской) электрической сети (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

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 и их метрологические характеристики.

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 110 кВ Сорочинская - Богдановская	TG КТ 0,2S Ктт 600/5 рег. № 75894-19	НАМИ КТ 0,2 Ктн 110000√3/100√3 рег. № 60353-15	EPQS КТ 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04
2	ВЛ 110 кВ Бузулукская - Сорочинская II цепь с отпайками	ТВ-ЭК КТ 0,2S Ктт 300/1 рег. № 74600-19	НАМИ КТ 0,2 Ктн 110000√3/100√3 рег. № 60353-15	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	ВЛ 110 кВ Бузулукская - Сорочинская I цепь с отпайками	ТВ-ЭК КТ 0,2S Ктт 300/1 рег. № 74600-19	НАМИ КТ 0,2 Ктн 110000√3/100√3 рег. № 60353-15	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ВЛ 110 кВ Сорочинская - Гамалеевская с отпайкой на ПС Сорочинский МЭЗ	ТВ-ЭК КТ 0,2S Ктт 300/1 рег. № 74600-19	НАМИ КТ 0,2 Ктн 110000√3/100√3 рег. № 60353-15	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04
5	ВЛ 110 кВ Сорочинская - Никольская № 1 с отпайкой на ПС Толкаевская	TG КТ 0,2S Ктт 600/5 рег. № 75894-19	НАМИ КТ 0,2 Ктн 110000√3/100√3 рег. № 60353-15	EPQS КТ 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
6	ВЛ 110 кВ Сорочинская - Никольская № 2 с отпайкой на ПС Толкаевская	TG КТ 0,2S Ктт 600/5 рег. № 75894-19	НАМИ КТ 0,2 Ктн 110000√3/100√3 рег. № 60353-15	EPQS КТ 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
7	ВЛ 110 кВ Сорочинская - Никольская № 3 с отпайкой на ПС Толкаевская	ТВ-ТМ-35 КТ 0,2S Ктт 600/5 рег. № 61552-15	НАМИ КТ 0,2 Ктн 110000√3/100√3 рег. № 60353-15	EPQS КТ 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
8	ВЛ 110 кВ Сорочинская - Росташинская	TG КТ 0,2S Ктт 600/5 рег. № 75894-19	НАМИ КТ 0,2 Ктн 110000√3/100√3 рег. № 60353-15	EPQS КТ 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
9	ВЛ 110 кВ Сорочинская СЭС - Сорочинская	ТВ-ЭК КТ 0,2S Ктт 300/1 рег. № 74600-19	НАМИ КТ 0,2 Ктн 110000√3/100√3 рег. № 60353-15	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
10	ВЛ 100 кВ Сорочинская - Ташлинская с отпайкой на ПС Сорочинский МЭЗ	ТВГ-УЭТМ® КТ 0,2S Ктт 600/5 рег. № 52619-13	НАМИ КТ 0,2 Ктн 110000√3/100√3 рег. № 60353-15	EPQS КТ 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
11	ОВГ 110 кВ	ТВГ-УЭТМ® КТ 0,2S Ктт 600/5 рег. № 52619-13	НАМИ КТ 0,2 Ктн 110000√3/100√3 рег. № 60353-15	EPQS КТ 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
12	ВЛ 35 кВ Сорочинская - Войково	ТГМ КТ 0,5S Ктт 100/5 рег. № 59982-15	НАМИ КТ 0,2 Ктн 35000/100 рег. № 60002-15	EPQS КТ 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
13	ВЛ 35 кВ Сорочинская - Николаевка	ТГМ КТ 0,5S Ктт 75/5 рег. № 59982-15	НАМИ КТ 0,2 Ктн 35000/100 рег. № 60002-15	EPQS КТ 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
14	ВЛ 35 кВ Сорочинская - Промбаза № 1	ТГМ КТ 0,5S Ктт 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ КТ 0,2 Ктн 35000/100 рег. № 60002-15	EPQS КТ 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
15	ВЛ 35 кВ Сорочинская - Промбаза № 2	ТГМ КТ 0,5S Ктт 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ КТ 0,2 Ктн 35000/100 рег. № 60002-15	EPQS КТ 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ВЛ 35 кВ Сорочинская - Родина	ТГМ КТ 0,5S Ктт 300/5 рег. № 59982-15	НАМИ КТ 0,2 Ктн 35000/100 рег. № 60002-15	EPQS КТ 0,2S/0,5 per. № 25971-06	ЭКОМ-3000 per. № 17049-04
17	ВЛ 35 кВ Сорочинская - Яшкино	ТГМ КТ 0,5S Ктт 200/5 рег. № 59982-15	НАМИ КТ 0,2 Ктн 35000/100 рег. № 60002-15	EPQS КТ 0,2S/0,5 per. № 25971-06	
18	КВЛ 10 кВ Сорочинская - Никольское (ф. 1)	ТОЛ КТ 0,5S Ктт 200/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн 10000√3/100√3 рег. № 46738-11	EPQS КТ 0,2S/0,5 per. № 25971-06	
19	КВЛ 10 кВ Сорочинская – Толкаевка (ф.2)	ТОЛ КТ 0,5S Ктт 100/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн 10000√3/100√3 рег. № 46738-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 per. № 53319-13	
20	КВЛ 10 кВ Сорочинская – Телецентр (ф.3)	ТОЛ КТ 0,5S Ктт 100/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн 10000√3/100√3 рег. № 46738-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 per. № 53319-13	
21	КВЛ 10 кВ Сорочинская – СПТУ (ф.4)	ТОЛ КТ 0,5S Ктт 150/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн 10000√3/100√3 рег. № 46738-11	EPQS КТ 0,5S/1,0 per. № 25971-06	
22	КВЛ 10 кВ Сорочинская - Город (ф.5)	ТОЛ КТ 0,5S Ктт 400/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн 10000√3/100√3 рег. № 46738-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 per. № 53319-13	
23	КВЛ 10 кВ Сорочинская - Город (ф.6)	ТОЛ КТ 0,5S Ктт 200/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн 10000√3/100√3 рег. № 46738-11	EPQS КТ 0,2S/0,5 per. № 25971-06	
24	КВЛ 10 кВ Сорочинская - СКХП (ф.7)	ТОЛ КТ 0,5S Ктт 200/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн 10000√3/100√3 рег. № 46738-11	EPQS КТ 0,2S/0,5 per. № 25971-06	
25	КВЛ 10 кВ Сорочинская - Город (ф.8)	ТОЛ КТ 0,5S Ктт 300/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн 10000√3/100√3 рег. № 46738-11	EPQS КТ 0,2S/0,5 per. № 25971-06	
26	КВЛ 10 кВ Сорочинская - Очистные (ф.9)	ТОЛ КТ 0,5S Ктт 400/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн 10000√3/100√3 рег. № 46738-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 per. № 53319-13	
27	КВЛ 10 кВ Сорочинская - Город (ф.11)	ТОЛ КТ 0,5S Ктт 100/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн 10000√3/100√3 рег. № 46738-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 per. № 53319-13	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
28	КВЛ 10 кВ Сорочинская - Мясокомбинат (ф.12)	ТОЛ КТ 0,5S Ктт 100/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн $10000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ рег. № 46738-11	EPQS КТ 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-04
29	КВЛ 10 кВ Сорочинская – Город (ф.14)	ТОЛ КТ 0,5S Ктт 200/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн $10000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ рег. № 46738-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
30	КВЛ 10 кВ Сорочинская - Маслохозяство (ф.15)	ТОЛ КТ 0,5S Ктт 100/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн $10000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ рег. № 46738-11	EPQS КТ 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
31	КВЛ 10 кВ Сорочинская – СКХП (ф.16)	ТОЛ КТ 0,5S Ктт 200/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн $10000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ рег. № 46738-11	EPQS КТ 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
32	КВЛ 10 кВ Сорочинская - Ж/Д (ф. 18)	ТОЛ КТ 0,5S Ктт 300/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн $10000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ рег. № 46738-11	EPQS КТ 0,5S/1,0 рег. № 25971-06	
33	КВЛ 10 кВ Сорочинская – Город (ф.19)	ТОЛ КТ 0,5S Ктт 100/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн $10000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ рег. № 46738-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
34	КВЛ 10 кВ Сорочинская - Очистные (ф.20)	ТОЛ КТ 0,5S Ктт 100/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн $10000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ рег. № 46738-11	ZMD КТ 0,2S/0,5 рег. № 53319-13	
35	КВЛ 10 кВ Сорочинская - Промбаза №2 (ф.13)	ТЛО-10 КТ 0,5S Ктт 300/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн $10000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ рег. № 46738-11	СТЭМ-300 КТ 0,5S/1,0 рег. № 71771-18	
36	КВЛ 10 кВ Сорочинская - Промбаза №1 (ф.10)	ТЛО-10 КТ 0,5S Ктт 300/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн $10000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ рег. № 46738-11	СТЭМ-300 КТ 0,5S/1,0 рег. № 71771-18	

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1	2	3	4
1 - 11 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч. 0,2S/0,5)	Активная Реактивная	0,6 1,0	2,1 2,0
12-17 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч. 0,2S/0,5)	Активная Реактивная	1,0 1,6	5,4 2,9
18-20; 22-31; 33; 34 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч. 0,2S/0,5)	Активная Реактивная	1,2 1,9	5,5 3,0
21; 32; 35; 36 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч. 0,5S/1,0)	Активная Реактивная	1,3 2,1	5,7 4,2
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), с			± 5
Примечания: 1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95. 2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности (получасовой). 3. Границы погрешности результатов измерений в нормальных условиях указаны для тока $100\% I_{ном}$, $\cos\phi = 0,8$ при температуре от +21 до +25 °С в месте установки счетчиков. Границы погрешности результатов измерений для рабочих условий указаны для тока $1(5)\% I_{ном}$ при подключении счетчиков через трансформаторы тока, $\cos\phi = 0,5_{инд}$ при температуре от +10 до +35 °С в месте установки счетчиков.			

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	36
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \phi$ – температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 (5) до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С – температура окружающей среды для счетчиков, °С – температура окружающей среды для УСПД, °С – температура окружающей среды для сервера, УССВ, °С – атмосферное давление, кПа – относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 (5) до 120 от 0,5_{инд} до 1_{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +35 от +10 до +30 от +18 до +24 от 70,0 до 106,7 90

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
– Счетчики электроэнергии:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	
счетчики типа Альфа А1800, рег. №31857-11	120000
счетчики типа EPQS, рег. № 25971-06	70000
счетчики типа ZMD, рег. № 53319-13	220000
счетчики типа СТЭМ-300, рег. № 71771-18	220000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	72
– УССВ:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	75000
– Радиосервер точного времени СТВ-01:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	55000
Глубина хранения информации:	
– Счетчики электроэнергии:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	45
– УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
– ИВК:	
- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	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

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Пер. №	Кол-во, шт.
Трансформаторы тока	TG	75894-19	12
	ТВ-ЭК	74600-19	12
	ТВ-ТМ-35	61552-15	3
	ТВГ-УЭТМ®	52619-13	6
	ТГМ	59982-15	18
	ТОЛ	47959-16	51
	ТЛО-10	25433-11	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ	60353-15	6
	НАМИ	60002-15	2
	ЗНОЛ	46738-11	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	EPQS	25971-06	22
	Альфа А1800	31857-11	4
	ZMD	53319-13	8
	СТЭМ-300	71771-18	2
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	17049-04	1
Сервер точного времени	СТВ-01	49933-12	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.У010-ФО с изм.1	-	1
Методика поверки	-	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Сорочинская», МВИ 07/25, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311290.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»

(ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»
(ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А
Телефон: +7 (495) 710-93-33
E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест»
(ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141100, Московская обл., г. Щелково, Пролетарский пр-кт, д. 12, кв. 342
Телефон: +7 (499) 991-19-91
E-mail: info@enertest.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311723

В части вносимых изменений в конструкцию

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»
(ООО ИТЦ «СИ»)
ИНН 7724896810
Юридический адрес: 119421, г. Москва, ул. Новаторов, дом 7а, к. 2, помещ. 34
Адрес места осуществления деятельности: 628600, Тюменская обл., ХМАО-Югра,
г. Нижневартовск, ул. 9П, д. 31, стр. 11, каб. 5
E-mail: info@itc-smart.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314138

Регистрационный № 77955-20

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Промпарк»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Промпарк» (далее по тексту - 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 распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений

активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Факт корректировки времени отражается в журналах событий счётчиков, УСПД и сервера ИВК с указанием времени (включая секунды) корректируемого и корректирующего компонентов в момент, предшествующий коррекции и величины коррекции

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 02. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			УСПД	УССВ ИВК
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии		
1	2	3	4	5	6	7
1	ЗРУ 10 кВ, 1С 10, яч.3	LZZBJ9 кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 68098-17	JDZXR кл.т 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327 рег. № 41907-09	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ЗРУ 10 кВ, 1С 10, яч.5	LZZBJ9 кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 68098-17	JDZXR кл.т 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ЗРУ 10 кВ, 1С 10, яч.9	LZZBJ9 кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 68098-17	JDZXR кл.т 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	ЗРУ 10 кВ, 1С 10, яч.11	LZZBJ9 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 68098-17	JDZXR кл.т 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
5	ЗРУ 10 кВ, 1С 10, яч.13	LZZBJ9 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 68098-17	JDZXR кл.т 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
6	ЗРУ 10 кВ, 1С 10, яч.17	LZZBJ9 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 68098-17	JDZXR кл.т 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ЗРУ 10 кВ, 1С 10, яч.19	LZZBJ9 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 68098-17	JDZXR кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327 рег. № 41907-09	СТБ-01 рег. № 49933-12
8	ЗРУ 10 кВ, 1С 10, яч.21	LZZBJ9 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 68098-17	JDZXR кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
9	ЗРУ 10 кВ, 1С 10, яч.25	LZZBJ9 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 68098-17	JDZXR кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
10	ЗРУ 10 кВ, 1С 10, яч.27	LZZBJ9 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 68098-17	JDZXR кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
11	ЗРУ 10 кВ, 1С 10, яч.31	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 25433-11	JDZXR кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
12	ЗРУ 10 кВ, 1С 10, яч.33	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 25433-11	JDZXR кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
13	ЗРУ 10 кВ, 1С 10, яч.35	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 69606-17	JDZXR кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
14	ЗРУ 10 кВ, 2С 10, яч.2	LZZBJ9 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 68098-17	JDZXR кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
15	ЗРУ 10 кВ, 2С 10, яч.6	LZZBJ9 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 68098-17	JDZXR кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
16	ЗРУ 10 кВ, 2С 10, яч.8	LZZBJ9 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 68098-17	JDZXR кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
17	ЗРУ 10 кВ, 2С 10, яч.12	LZZBJ9 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 68098-17	JDZXR кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
18	ЗРУ 10 кВ, 2С 10, яч.14	LZZBJ9 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 68098-17	JDZXR кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	ЗРУ 10 кВ, 2С 10, яч.18	LZZBJ9 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 68098-17	JDZXR кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-327 рег. № 41907-09	СТВ-01 рег. № 49933-12
20	ЗРУ 10 кВ, 2С 10, яч.20	LZZBJ9 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 68098-17	JDZXR кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
21	ЗРУ 10 кВ, 2С 10, яч.24	LZZBJ9 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 68098-17	JDZXR кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
22	ЗРУ 10 кВ, 2С 10, яч.26	LZZBJ9 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 68098-17	JDZXR кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
23	ЗРУ 10 кВ, 2С 10, яч.28	LZZBJ9 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 68098-17	JDZXR кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
24	ЗРУ 10 кВ, 2С 10, яч.32	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 25433-11	JDZXR кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
25	ЗРУ 10 кВ, 2С 10, яч.34	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 25433-11	JDZXR кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
26	ЗРУ 10 кВ, 2С 10, яч.36	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 69606-17	JDZXR кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 рег. № 68097-17	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Примечания

1. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-10, 13-23, 26 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,7	1,1	0,9	0,9
	0,9	2,2	1,5	1,2	1,2
	0,8	2,6	1,8	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
11, 12, 24, 25 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-10, 13-23 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	5,6	3,4	2,5	2,5
	0,8	3,8	2,3	1,8	1,8
	0,5	2,2	1,4	1,1	1,1
11, 12, 24, 25 (Счетчик 1; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	4,1	3,7	3,7
	0,5	4,0	3,5	3,3	3,3
26 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,4	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	26
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков	от 99 до 101 от 2 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД, УССВ, сервера	от 90 до 110 от 2 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СТЭМ-300: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более радиосервер точного времени СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	220000 2 120000 24 55000 24 100000 1 160000 1
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии СТЭМ-300: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее счетчики электроэнергии Альфа А1800: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - сохранность данных при отключенном питании, лет, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	125 200 75 10 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);
- ИВК (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	LZZBJ9	60
Трансформаторы тока	ТЛО-10	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	6
Трансформаторы напряжения	JDZXR	6
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	СТЭМ-300	4
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	22
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1
Комплексы измерительно-вычислительные	СТВ-01	1
АРМ АИИС КУЭ	–	1
Сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	–	1
ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Формуляр	ЭСТ.019.ФСК.02.2025-ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Промпарк»», аттестованном ООО «Энергостандарт», г. Хабаровск, уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314710 от 28.03.2024 г.

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»

Изготовитель

Акционерное общество «Гидроэлектромонтаж»

(АО «Гидроэлектромонтаж»)

ИНН 2801085955

Адрес: 675000, г. Благовещенск, ул. Пионерская, 204

Телефон: (4162) 399-802

Факс: (4162) 399-802

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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

в части вносимых изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт»

(ООО «Энергостандарт»)

ИНН 2724235650

Адрес: 680014, г. Хабаровск, ул. Промышленная, д. 3, оф. 312, оф. 314

Телефон: +7 (962) 500-81-51

E-mail: estandard27@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314580

Регистрационный № 92441-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Сызранский НПЗ» 2024

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Сызранский НПЗ» 2024 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные 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 мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. 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.

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

Цифровой сигнал с выхода счетчика при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом

коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. При этом, если вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется в счетчиках, на сервере данное вычисление не осуществляется.

Дополнительно сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в том числе в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ.

От сервера информация в виде xml-файлов установленных форматов передается на АРМ энергосбытовой организации.

Передача информации от АРМ энергосбытовой организации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ производится по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами серверов опроса более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера 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 средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ АО «Сызранский НПЗ» 2024 наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 03 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПК «Энергосфера» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой основной относитель- ной погреш- ности (±δ), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в рабо- чих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ГПП-1 110 кВ СНПЗ, РУ-6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 28	ТЛШ10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 11077-89 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 УЗ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Метро- ном-850 Рег. № 89848-23	Сервер АО «Сыз- ран-ский НПЗ»	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
2	ГПП-1 110 кВ СНПЗ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 17	ТЛШ10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 11077-89 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 УЗ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
3	ГПП-1 110 кВ СНПЗ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.12 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	0,4	1,4
					Реак- тивная	0,9	2,5		
4	ГПП-2 110 кВ СНПЗ, РУ-6 кВ, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 56	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Актив- ная	1,1	3,0		
					Реак- тивная	2,3	4,7		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
5	ГПП-2 110 кВ СНПЗ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 37	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Метро- ном-850 Рег. № 89848-23	Сервер АО «Сыз- ран-ский НПЗ»	Актив- ная	1,1	3,0		
								Реак- тивная	2,3	4,7	
6	ГПП-1 110 кВ СНПЗ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 43	ТШЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 3972-73 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 УЗ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17					Актив- ная	1,1	3,0
									Реак- тивная	2,3	4,7
7	ГПП-1 110 кВ СНПЗ, РУ-6 кВ, IV с.ш. 6 кВ, яч. 56	ТШЛ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Рег. № 3972-73 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 УЗ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17					Актив- ная	1,1	3,0
									Реак- тивная	2,3	4,7
8	ГПП-1 110 кВ СНПЗ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03М.12 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	0,4	1,4		
							Реак- тивная	0,9	2,5		
9	ГПП-2 110 кВ СНПЗ, РУ-6 кВ, I с.ш. 6 кВ, яч. 11	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,0		
							Реак- тивная	2,3	4,7		
10	ГПП-2 110 кВ СНПЗ, РУ-6 кВ, III с.ш. 6 кВ, яч. 24	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,0		
							Реак- тивная	2,3	4,7		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	ТП-90а 6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 12, ф.12	ТЛК10-5 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	Метро-ном-850 Рег. № 89848-23	Сервер АО «Сыз-ран-ский НПЗ»	Актив-ная	1,1	3,0
							Реак-тивная	2,3	4,7
12	ТП-52а ТСБ 6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. 6 кВ, яч. 12, КВЛ-6 кВ ф.12	ТОЛ 10-1 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 15128-01 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив-ная	1,0	2,9
							Реак-тивная	2,0	4,6
13	ТП Береговая 6 кВ, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 11, КЛ 6 кВ	ТЛК10-5 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	ION 7330 Кл.т. 0,5S Рег. № 22898-07			Актив-ная	1,1	3,2
14	ТП Береговая 6 кВ, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 12, КЛ 6 кВ	ТЛК10-5 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: АВС	ION 7330 Кл.т. 0,5S Рег. № 22898-07			Актив-ная	1,3	3,3
15	ПВ-1 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	-	ION 7330 Кл.т. 0,5S Рег. № 22898-07			Актив-ная	0,7	2,2
16	ПВ-2 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 47957-11 Фазы: А; В; С	-	ION 7330 Кл.т. 0,5S Рег. № 22898-07			Актив-ная	0,7	2,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	ТП 18а 6 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ кВ, яч. 11, КЛ 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	-	ION 7330 Кл.т. 0,5S Рег. № 22898-07	Метро- ном-850 Рег. № 89848-23	Сервер АО «Сыз- ран-ский НПЗ»	Актив- ная	0,7	2,2
18	ТП 18а 6 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ кВ, яч. 22, КЛ 0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	-	ION 7330 Кл.т. 0,5S Рег. № 22898-07			Актив- ная	0,7	2,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3. Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 3-5, 8-10, 15-18 для силы тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.

4. 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. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	18
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 3-5, 8-10, 15-18 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 3-5, 8-10, 15-18 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ION 7330: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 35000 72 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для счетчиков типа ION 7330: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 45 9 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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
сервера.

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛШ10	6
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	12
Трансформаторы тока	ТШЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТЛК10-5	6
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	2
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6 УЗ	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	12
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ION 7330	6
Серверы точного времени	Метроном-850	1
Сервер АО «Сызранский НПЗ»	—	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	ЭНПР.411711.196.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Сызранский НПЗ» 2024», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

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

Правообладатель

Акционерное общество «Сызранский нефтеперерабатывающий завод»
(АО «СНПЗ»)

ИНН 6325004584

Юридический адрес: 446029, Самарская обл., г. Сызрань, ул. Астраханская, д. 1

Телефон: (8464) 90-80-09

E-mail: sekr@snpz.rosneft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Энерго»

(ООО «РН-Энерго»)

ИНН 7706525041

Адрес: 143440, Московская обл., г.о. Красногорск, д. Путилково, тер. Гринвуд, стр. 23, эт. 2, помещ. 129

Телефон: (495) 777-47-42

Факс: (499) 777-47-42

Web-сайт: www.rn-energo.ru

E-mail: rn-energo@rn-energo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312047