

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» сентября 2022 г. № 2314

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, не влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Приборы сравнения	КНТ-05	-	37854-08	-	-	МП 78-262-2007	-	Общество с ограниченной ответственностью Предприятие «Техника метрологии для энергетики, Екатеринбург» (ООО Предприятие «ТМЕ»), г. Екатеринбург	УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева», г. Екатеринбург
2.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "СЭСК"	-	045	45349-10	-	-	БЕКВ.422231.045	-	Акционерное общество "Саровская Электросетевая компания" (ООО "СЭСК"), Нижегородская обл., г. Саров	ФБУ "Ростест- Москва", г. Москва
3.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «СЭСК - СГ»	-	046	45350-10	-	-	БЕКВ.422231.046	-	Акционерное общество «Саровская Электросетевая компания» (ООО «СЭСК»), Нижегородская обл., г. Саров	ФБУ «Ростест- Москва», г. Москва

4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Правобережной ТЭЦ (ТЭЦ-5) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»	-	106	72050-18	-	-	432-154-2018МП с Изменением №1	-	Общество с ограниченной ответственностью «ПетроЭнергоцентр» (ООО «ПетроЭнергоцентр»), г. Санкт-Петербург	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва
5.	Система измерений количества и показателей качества нефти №241 ТПП "ТатРИТЭКнефть" АО "РИТЭК"	-	1	73119-18	-	-	НА.ГНМЦ.0215-18 МП	-	Общество с ограниченной ответственностью «Российская инновационная топливно-энергетическая компания» (ООО «РИТЭК»), Республика Татарстан, г. Нурлат	АО «Нефтеавтоматика», г. Уфа
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Минусинская-опорная	-	АУВП.41 1711.ФСК .РИК.028. 09	83163-21	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»), г. Москва	-	МП-312235-151-2021	-	Общество с ограниченной ответственностью «Монтажно-строительная компания «Энергия» (ООО «МСК «Энергия»), г. Красноярск	ООО МетроСервис», г. Красноярск

Регистрационный № 37854-08

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы сравнения КНТ-05

Назначение средства измерений

Приборы сравнения КНТ-05 (далее по тексту – приборы) предназначены для определения по ГОСТ 8.217-2003 погрешностей трансформаторов тока (далее – ТТ) промышленной частоты 50 Гц класса точности 0,01 и менее точных с вторичными номинальными токами 1 А и 5 А и трансформаторов напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 8.216-88 промышленной частоты 50 Гц класса точности 0,01 и менее точных с вторичными номинальными напряжениями от 100/3 В до 220 В, а также для определения параметров нагрузки вторичных цепей ТТ и ТН и погрешностей шунтов постоянного и переменного тока класса точности 0,02 и менее точных.

Описание средства измерений

Принцип действия прибора основан на дифференциальном методе измерения отклонения действительных коэффициентов трансформации поверяемых трансформаторов от номинальных коэффициентов путем сравнения вторичных токов или напряжений эталонного и поверяемого трансформаторов.

Прибор выпускается в двух модификациях: КНТ-05 и КНТ-05А. КНТ-05 работает с напряжениями в диапазоне от 5 В до 250 В, а КНТ-05А – в диапазоне от 5 мВ до 1000 мВ.

Прибор собран в прямоугольном металлическом корпусе настольного типа, окрашиваемом в цвета по выбору изготовителя. На передней панели прибора размещены устройство индикации и клавиши управления. На задней панели прибора размещены клеммы для подключения поверяемого и эталонного трансформаторов, нагрузочного устройства, а также разъем для подключения питающей сети.

Электронная схема прибора включает в себя:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- 3-х и 4-х каскадные усилители напряжения;
- 14-разрядный аналогово-цифровой преобразователь последовательного приближения;
- схема фазовой автоподстройки частоты;
- микроконтроллер с дисплеем и клавиатурой.

Значения составляющих погрешностей поверяемых трансформаторов и шунтов, параметров вторичной нагрузки отображаются в цифровом виде на ЖК дисплее.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится методом трафаретной печати или иным пригодным методом на заднюю панель прибора.

Нанесение знака поверки в виде оттиска поверительного клейма на приборы предусмотрено, так же знак поверки наносится в формуляр.

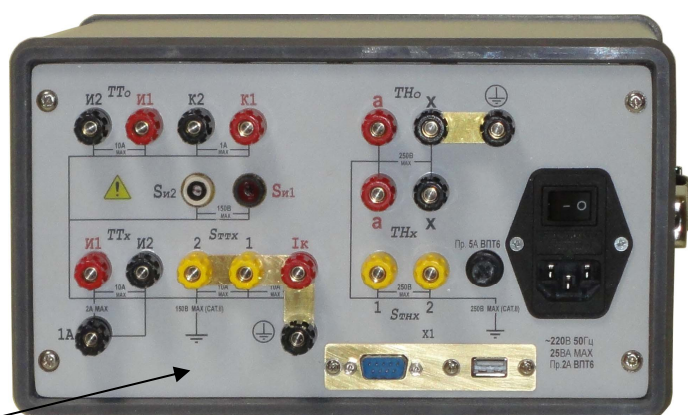
Пломбирование приборов предусмотрено.

Общий вид средства измерений с указанием мест пломбировки, мест нанесения знака утверждения типа, знака поверки и заводского номера представлен на рисунках 1, 2.



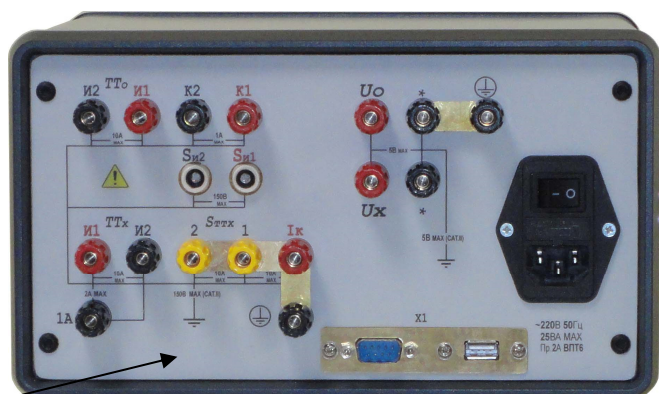
Пломбы со знаком поверки

Рисунок 1 – Общий вид передней панели прибора КНТ-05 (КНТ-05А) с указанием места нанесения знака поверки



Место нанесения знака
утверждения типа и
заводского номера

a)



Место нанесения знака
утверждения типа и
заводского номера

6)

Рисунок 2 – Общий вид задней панели прибора а) КНТ-05, б) КНТ-05А, с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Измеряемая величина	Значение	Модификация
Относительная разность (токовая погрешность) действующих значений двух токов (Δ_{of}), %	от -20 до +20	КНТ-05, КНТ-05А
Относительная разность (погрешность напряжения) действующих значений двух напряжений в диапазоне от 5 до 250 В (Δ_{of}), %	от -20 до +20	КНТ-05
Относительная разность (погрешность напряжения) действующих значений двух напряжений в диапазоне от 5 до 1000 мВ (Δ_{of}), %	от -20 до +20	КНТ-05А
Абсолютная разность фаз (угловая погрешность) двух токов (Δ_δ), ' (мин)	от -600 до +600	КНТ-05, КНТ-05А
Абсолютная разность фаз (угловая погрешность) двух напряжений в диапазоне от 5 до 250 В (Δ_δ), ' (мин)	от -600 до +600	КНТ-05
Абсолютная разность фаз (угловая погрешность) двух напряжений в диапазоне от 5 до 1000 мВ (Δ_δ), ' (мин)	от -600 до +600	КНТ-05А
Относительное значение силы тока, % от номинального значения (1 и 5 А)	от 0,2 до 200	КНТ-05, КНТ-05А
Активная (R) и реактивная (X) составляющие полного сопротивления (Z), Ом	от 0,0001 до 100	КНТ-05, КНТ-05А
Действующее значение напряжения, В	от 5 до 250	КНТ-05
Действующее значение напряжения, мВ	от 5 до 1000	КНТ-05А
Активная (G) и реактивная (B) составляющие полной проводимости (Y), мСм	от 0,0001 до 50	КНТ-05
Частота тока (напряжения), Гц	от 48 до 52	КНТ-05, КНТ-05А

Таблица 2 – Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения относительной разности действующих значений двух токов

Относительное значение силы тока, %	Пределы допускаемой погрешности, %	Модификация
от 5 до 200	$\pm(0,01 \cdot \Delta_{of} + 2 \cdot 10^{-4} \cdot \Delta_{\delta} + 5 \cdot 10^{-4})$	КНТ-05, КНТ-05А
от 1 до 5	$\pm(0,03 \cdot \Delta_{of} + 5 \cdot 10^{-4} \cdot \Delta_{\delta} + 1 \cdot 10^{-3})$	
от 0,2 до 1	$\pm(0,05 \cdot \Delta_{of} + 1.5 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta_{\delta} + 5 \cdot 10^{-3})$	
где Δ_{of} – измеренное значение относительной разности действующих значений двух токов, %; Δ_{δ} – измеренное значение разности фаз двух токов в угловых минутах.		

Таблица 3 – Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения абсолютной разности фаз двух токов

Относительное значение силы тока, %	Пределы допускаемой погрешности, ' (мин)	Модификация
от 5 до 200	$\pm(0,01 \cdot \Delta_{\delta} + 0,2 \cdot \Delta_{of} + 0,05)$	КНТ-05, КНТ-05А
от 1 до 5	$\pm(0,03 \cdot \Delta_{\delta} + 0,5 \cdot \Delta_{of} + 0,1)$	
от 0,2 до 1	$\pm(0,05 \cdot \Delta_{\delta} + 1,5 \cdot \Delta_{of} + 0,5)$	
где Δ_{of} – измеренное значение относительной разности действующих значений двух токов, %; Δ_{δ} – измеренное значение разности фаз двух токов в угловых минутах.		

Таблица 4 – Предел допускаемой абсолютной погрешности измерения относительного значения силы тока

Относительное значение силы тока, %	Пределы допускаемой погрешности, %	Модификация
от 0,2 до 200	$\pm(0,01 \cdot A + 0,02)$	КНТ-05, КНТ-05А
где A – измеренное относительное значение силы тока, %.		

Таблица 5 – Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения активной (R) и реактивной (X) составляющих полного сопротивления (Z)

Относительное значение силы тока, %	Значение номинального тока, А	Пределы допускаемой погрешности, Ом	Модификация
от 20 до 200	5	$\pm(0,01 \cdot Z + 0,0002)$	КНТ-05, КНТ-05А
от 1 до 20	5	$\pm(0,01 \cdot Z + 0,0005)$	
от 20 до 200	1	$\pm(0,01 \cdot Z + 0,001)$	
от 1 до 20	1	$\pm(0,01 \cdot Z + 0,002)$	
где Z – рассчитанное по формуле $Z = \sqrt{R^2 + X^2}$ полное сопротивление, Ом.			

Таблица 6 – Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения частоты тока и напряжения

Значение частоты тока (напряжения), Гц	Пределы допускаемой погрешности, Гц	Модификация
от 48 до 52	$\pm 0,1$	КНТ-05, КНТ-05А

Таблица 7 – Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения относительной разности действующих значений двух напряжений

Действующее значение напряжения, В	Действующее значение напряжения, мВ	Пределы допускаемой погрешности, %	Модификация
от 20 до 250	-	$\pm(0,01 \cdot \Delta_{of} + 2 \cdot 10^{-4} \cdot \Delta_{\delta} + 5 \cdot 10^{-4})$	КНТ-05
от 5 до 20	-	$\pm(0,03 \cdot \Delta_{of} + 5 \cdot 10^{-4} \cdot \Delta_{\delta} + 2 \cdot 10^{-3})$	
-	от 300 до 1000	$\pm(0,02 \cdot \Delta_{of} + 4 \cdot 10^{-4} \cdot \Delta_{\delta} + 3 \cdot 10^{-3})$	КНТ-05А
-	от 30 до 300	$\pm(0,03 \cdot \Delta_{of} + 8 \cdot 10^{-4} \cdot \Delta_{\delta} + 5 \cdot 10^{-3})$	
-	от 5 до 30	$\pm(0,05 \cdot \Delta_{of} + 2 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta_{\delta} + 1,5 \cdot 10^{-2})$	
где Δ_{of} – измеренное значение относительной разности действующих значений двух напряжений, % Δ_{δ} – измеренное значение разности фаз двух напряжений в угловых минутах.			

Таблица 8 – Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения абсолютной разности фаз двух напряжений

Действующее значение напряжения, В	Действующее значение напряжения, мВ	Пределы допускаемой погрешности, ' (мин)	Модификация
от 20 до 250	-	$\pm(0,01 \cdot \Delta_{\delta} + 0,2 \cdot \Delta_{of} + 0,05)$	КНТ-05
от 5 до 20	-	$\pm(0,03 \cdot \Delta_{\delta} + 0,5 \cdot \Delta_{of} + 0,1)$	
-	от 300 до 1000	$\pm(0,02 \cdot \Delta_{\delta} + 0,5 \cdot \Delta_{of} + 0,15)$	КНТ-05А
-	от 30 до 300	$\pm(0,03 \cdot \Delta_{\delta} + 1 \cdot \Delta_{of} + 0,3)$	
-	от 5 до 30	$\pm(0,05 \cdot \Delta_{\delta} + 3 \cdot \Delta_{of} + 0,6)$	
где Δ_{of} – измеренное значение относительной разности действующих значений двух напряжений, %; Δ_{δ} – измеренное значение разности фаз двух напряжений в угловых минутах.			

Таблица 9 – Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения действующего значения напряжения

Действующее значение напряжения, В	Действующее значение напряжения, мВ	Пределы допускаемой погрешности	Модификация
от 5 до 250	-	$\pm(0,01 \cdot U + 0,05)$, В	КНТ-05
-	от 5 до 1000	$\pm(0,01 \cdot u + 0,5)$, мВ	КНТ-05А
где U – измеренное действующее значение напряжения в вольтах, u – измеренное действующее значение напряжения в милливольтмах.			

Таблица 10 – Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения активной (G) и реактивной (B) составляющих полной проводимости (Y)

реактивной (2) и ёмкостной (3) полноты проводимости (1)		
Действующее значение напряжения, В	Пределы допускаемой погрешности, мСм	Модификация
от 20 до 250	$\pm(0,01 \cdot Y + 0,0005)$	КНТ-05
от 5 до 20	$\pm(0,01 \cdot Y + 0,001)$	
где Y – рассчитанная по формуле $Y = \sqrt{G^2 + B^2}$ полная проводимость нагрузки, мСм.		

Таблица 11 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Входные сопротивления прибора, Ом, не более: - для поверяемого трансформатора тока с номинальным вторичным током 5 А при значениях погрешности поверяемого трансформатора тока менее 2 % - для поверяемого трансформатора тока с номинальным вторичным током 1 А при значениях погрешности поверяемого трансформатора тока менее 2 % - для эталонного трансформатора тока	0,01 0,05 0,05
Входные сопротивления прибора, кОм, не менее: - для поверяемого трансформатора напряжения при значениях погрешности поверяемого трансформатора тока менее 1 % - для эталонного трансформатора напряжения - для поверяемого и эталонного шунта	500 500 500
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В	от 198 до 242
Потребляемая мощность не более, В·А	25
Габаритные размеры, мм, не более: - длина - ширина - высота	350 400 160
Масса, кг, не более	10
Рабочие условия применения: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %	от +10 до +35 от 30 до 80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и методом наклейки этикетки на заднюю панель прибора.

Комплектность средства измерений

Таблица 12 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Прибор сравнения	КНТ-05	1 шт.
Кабель для подключения к питающей сети	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ТМЕ 007.2.728.000 РЭ	1 экз.
Формуляр	ТМЕ 007.2.728.000 ФО	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.
Упаковка	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений представлена в разделе 5 «Порядок работы» руководстве по эксплуатации ТМЕ 007.2.728.000 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ТУ 4225-007-12298401-07 Прибор сравнения КНТ-05.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Предприятие «Техника метрологии для энергетики, Екатеринбург» (ООО Предприятие «ТМЕ»)

ИНН 6660068574

Юридический адрес: 620092, г. Екатеринбург, ул. Рассветная, 13-209

Адрес места осуществления деятельности: 620092, г. Екатеринбург, ул. Рассветная, 13д, офис 2

E-mail: tme.ekb@mail.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «Уральский научно-исследовательский институт метрологии» (ГЦИ СИ ФГУП «УНИИМ»)

ИНН 6662003205

Адрес: 620000, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Факс/тел. (343) 350–26–18, факс (343) 350–20–39

E-mail: uniim@uniim.ru.

Уникальный номер записи в реестре средств измерений № 30005–11.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» сентября 2022 г. № 2314

Регистрационный № 45349-10

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «СЭСК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «СЭСК» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

первый уровень – уровень информационно-измерительного комплекса точки учета (уровень ИИК ТУ), выполняющий функцию измерений и включающий 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, установленные на объектах ОАО «СЭСК».

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя основное и резервное устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 37288-08 (Рег. № 37288-08), устройство синхронизации единого времени СВ (УСЕВ СВ), Рег. № 74100-19 и каналобразующую аппаратуру.

третий уровень информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер базы данных АИИС КУЭ (сервер БД), программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» каналобразующую аппаратуру, автоматизированное рабочее место персонала (АРМ).

АИИС КУЭ не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений АИИС КУЭ ограничен на всех уровнях при помощи механических и программных методов и способов защиты.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 045. Заводские номера средств измерений уровней ИИК, ИВКЭ, ИВК, идентификационные обозначения элементов уровня ИВК указаны в формуляре.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-, 60-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- измерение календарного времени и интервалов времени;
- периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин, 60 мин, один день, один месяц);
- перезапуск АИИС КУЭ;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей

требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

передача результатов измерений организациям, имеющим соглашения информационного обмена с АО «Саровская Генерирующая Компания» – участникам оптового рынка электроэнергии;

предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций - участников 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 (коррекция времени).

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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на УСПД (уровень ИВКЭ), где осуществляется обработка измерительной информации – перевод числа импульсов в именованные величины кВт·ч, квар·ч, умножение измеренного счетчиками количества электроэнергии на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передачу накопленных данных на сервер БД.

Сервер БД осуществляет хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в АО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в соответствии с требованиями Регламентов ОРЭМ.

Информационный обмен между уровнями осуществляется по выделенному каналу связи, организованному по интерфейсу RS -485 и по коммутируемому радиоканалу стандарта GSM 900/1800 регионального оператора сотовой связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят часы устройства синхронизации времени, счетчика, УСПД, сервера БД.

В качестве устройства синхронизации времени используется устройство синхронизации единого времени СВ (УСЕВ СВ). УСЕВ СВ осуществляет прием сигналов точного времени от ГЛОНАСС/GPS приемников непрерывно.

Сравнение показаний часов УСЕВ СВ и УСПД производится один раз в час. Синхронизация часов УСЕВ СВ и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов УСЕВ СВ и УСПД на величину более чем 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД производится при каждом сеансе связи. Синхронизация часов счетчиков и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем 2 с.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.04
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с рекомендацией Р 50.2.077-2014

Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ и их метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4

Таблица 2 - Состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК ТУ			ИВКЭ	УССВ ИВК
		ТТ	ТН	Счетчик		
1	2	3	4	5	6	7
1.01	Саровская ТЭЦ, ОРУ-220кВ, ввод Т-3 220кВ	ТФЗМ-220Б Рег. № 3694-73 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5	НКФ-245П Рег. № 49582-12 Кл. т. 0,2 Ктн 220000/√3/100/√3	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU 325 Рег. № № 37288-08	УСЕВ СВ, Рег. № 74100-19 ИВК «Альфа-Центр», Рег. № № 20481-00
1.02	Саровская ТЭЦ, ОРУ-110кВ, ВЛ 110кВ Саровская ТЭЦ - Первомайск (ВЛ 181)	OSKF 123 Рег. № 29687-05 Кл. т. 0,2S; Ктт 600/5	1) НКФ-110-П-У1 Рег. № 26452-04 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/√3/100/√3 2) НКФ-110-57 Рег. № 14205-05 Кл. т. 0,5 Ктн 110000/√3/100/√3	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
2.01	ГПП-40 110кВ, ОРУ-35 кВ, ЛЭП 35 кВ ГПП-40 - ПС ЕЛИЗАРЬЕВО	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Рег. № 8555-81 Кл. т. 0,5; Ктт 200/5	НАМИ-35 Рег. № 19813-05 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100	A1805RAL-P4GB-DW-4 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
2.02	ГПП-40 110кВ, ОРУ-35 кВ, ЛЭП 35 кВ ГПП-40 - ПС НАРЫШКИНО	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Рег. № 8555-81 Кл. т. 0,5; Ктт 200/5	НАМИ-35 Рег. № 19813-09 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100	A1805RAL-P4GB-DW-4 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
2.03	ГПП-40 110кВ, ЗРУ-6кВ, I с.ш. 6кВ, яч.2	ТЛМ-10 Рег. № 2473-00 Кл. т. 0,5; КТТ 400/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Рег. № 20186-00 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100	A1805RAL-P4GB- DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU 325 Рег. № № 37288-08	УСЕВ СВ, Рег. № 74100-19 ИБК «Альфа-Центр», Рег. № № 20481-00
2.04	ГПП-40 110кВ, ЗРУ-6кВ, I с.ш. 6кВ, яч.23	ТЛО-10У3 Рег. № 25433-03 Кл. т. 0,5; КТТ 300/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Рег. № 20186-00 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100	A1805RAL-P4GB- DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
2.05	ГПП-40 110кВ, ЗРУ-6кВ, II с.ш. 6кВ, яч.49	ТВЛМ-10 Рег. № 1856-63 Кл. т. 0,5; КТТ 1000/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100	A1805RAL-P4GB- DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
3.01	ТП-425 6кВ, РУ- 6кВ, II с.ш. 6кВ, яч.13	ТОЛ-10 Рег. № 7069-79 Кл. т. 0,5; КТТ 200/5	1)ЗНОЛ.06-6У3 Рег. № 3344-72 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 2)НАМИ-10 Рег. № 11094-87 Кл. т. 0,2 КТН 6000/100	A1805RAL-P4GB- DW-4 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
4.01	ТП-18 6кВ, РУ-6 кВ, с.ш. 6кВ, яч.4	ТПЛ-10 У3 Рег. № 1276-59 Кл. т. 0,5; КТТ 150/5	НАМИТ-10 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100	A1805RAL-P4GB- DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
5.01	ТП-420 6кВ, РУ- 6кВ, II с.ш. 6кВ, яч.12	ТПЛ-10 У3 Рег. № 1276-59 Кл. т. 0,5; КТТ 100/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100	A1805RAL-P4GB- DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
5.02	ТП-420 6кВ, РУ- 6кВ, I с.ш. 6кВ, яч.7	ТПЛ-10 У3 Рег. № 1276-59 Кл. т. 0,5; 100/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100	A1805RAL-P4GB- DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
5.03	ТП-420 6кВ, РУ- 0,4кВ, СШ- 0,4кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 Рег. № 17551-06 Кл. т. 0,5; КТТ 400/5	-	A1805RL-P4GB- DW-4 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
5.04	ТП-420 6кВ, РУ- 0,4кВ, СШ- 0,4кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 Рег. № 6891-78 Кл. т. 0,5; КТТ 400/5	-	A1805RL-P4GB- DW-4 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
6.01	ПС 110кВ Дивеево, ОРУ- 110кВ, II с.ш. 110кВ, ВЛ 110кВ Саровская ТЭЦ - Дивеево с отпайками (ВЛ 182)	ТФМ-110-II Рег. № 53622-13 Кл. т. 0,5; КТТ 600/5	НКФ-110-57 Рег. № 14205-05 Кл. т. 0,5 КТН 110000/√3/100/√3	A1805RAL-P4GB- DW-4 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Примечания: 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. 2 Допускается замена УСПД и УСЕВ СВ на аналогичные утвержденных типов. 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.						

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения, σ %			
		$I_{1(2)} < I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% < I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% < I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% < I_{изм} < I_{120} \%$
1	2	3	4	5	6
1.02 ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S	1,0	±1,4	±1,0	±1,0	±1,0
	0,9	±1,4	±1,0	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,2	±1,1	±1,1
	0,5	±2,0	±1,9	±1,7	±1,7
1.01; 2.01 – 2.05; 3.01; 4.01; 5.01; 5.02; 6.01 ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S	1,0	-	±2,4	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,9	±2,0	±1,8
	0,8	-	±3,4	±2,4	±2,1
	0,5	-	±5,9	±3,8	±3,1
5.03; 5.04 ТТ 0,5; ТН -; Счетчик 0,5S	1,0	-	±2,1	±1,5	±1,4
	0,9	-	±2,5	±1,7	±1,5
	0,8	-	±3,1	±1,9	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,2
Номер ИИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации σ, %			
		$I_{1(2)} < I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% < I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% < I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% < I_{изм} < I_{120} \%$
1.02 ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 1,0	0,6	±3,9	±2,4	±1,8	±1,7
	0,9	±4,8	±3,0	±2,0	±1,5
1.01; 2.01 – 2.05; 3.01; 4.01; 5.01; 5.02; 6.01 ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0	0,6	-	±5,5	±3,4	±2,9
	0,9	-	±4,2	±2,8	±2,6
5.03; 5.04 ТТ 0,5; ТН -; Счетчик 1,0	0,6	-	±5,4	±3,8	±3,4
	0,9	-	±4,0	±3,2	±3,1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Пределы абсолютной погрешности синхронизации часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC(SU) ± 5 с					
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны пределы относительной погрешности, соответствующие доверительной вероятности $P = 0,95$.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ частота, Гц коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °C относительная влажность воздуха при +25 °C, %	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИИК 1.02; ток, % от $I_{ном}$ для ИИК 1.01, 2.01 – 2.05; 3.01; 4.01; 5.01 - 5.04; 6.01; коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, УСПД, °C относительная влажность воздуха при +25 °C, %	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +5 до +35 от 75 до 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики А1800: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2
Глубина хранения информации Счетчики А1800: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	45 3,5
УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее Сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 5 5

Надежность системных решений:

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.

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист формуляра печатным способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ-220Б	3 шт.
	OSKF 123	3 шт.
	ТФЗМ-35А-ХЛ1	6 шт.
	ТЛМ-10	2 шт.
	ТЛО-10У3	2 шт.
	ТВЛМ-10	2 шт.
	ТОЛ10	2 шт.
	ТПЛ-10 У3	6 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66 У3	6 шт.
	ТФМ-110-П	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-245П	3 шт.
	НКФ-110-П-У1	3 шт.
	НКФ-110-57	9 шт.
	НАМИ-35	2 шт.
	НАМИ-10-95 УХЛ2	2 шт.
	НТМИ-6-66	3 шт.
	ЗНОЛ.06-6У3	3 шт.
	НАМИ-10У2	1 шт.
	НАМИТ-10	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	A1805RALQ-P4GB-DW-4	2 шт.
	A1805RAL-P4GB-DW-4	4 шт.
	A1805RAL-P4GB-DW-3	6 шт.
	A1805RL-P4GB-DW-4	2 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1 шт.
Коммутатор Ethernet	HP 1910-16G	1 шт.
GSM-модем	TC-65	1 шт.
Устройство синхронизации единого времени СВ	СВ-04	1 шт.
Автоматизированное рабочее место	АРМ	1 шт.
Паспорт-формуляр на АИИС КУЭ	БЕКВ.422231.045.ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе БЕКВ.422231.045.МВИ «Методика (метод) измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «СЭСК». Аттестована ЗАО «РИТЭК-СОЮЗ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00190-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Закрытое акционерное общество «Региональная инженерно-технологическая энергокомпания - Союз»
(ЗАО «РИТЭК-СОЮЗ»)
ИНН 2309005375
Адрес: 350033, Краснодар, Ставропольская, 2

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области»
(ФБУ «Нижегородский ЦСМ»)
ИНН 5262006584
Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, д.1
Тел: +7 (800) 200-22-14
E-mail: mail@nnscsm.ru

В части вносимых изменений:

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест-Москва»)
ИНН 7727061249
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31
Телефон: +7(495) 544-00-00, +7(499) 129-19-11
Факс: +7(499) 124-99-96
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» сентября 2022 г. № 2314

Регистрационный № 45350-10

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «СЭСК - СГ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «СЭСК - СГ» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

первый уровень – уровень информационно-измерительного комплекса точки учета (уровень ИИК ТУ), выполняющий функцию измерений и включающий 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, установленные на объектах ОАО «СЭСК - СГ».

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя основное и резервное устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 37288-08 (Рег. № 37288-08), устройство синхронизации единого времени СВ (УСЕВ СВ), Рег. № 74100-19 и каналобразующую аппаратуру.

третий уровень информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер базы данных АИИС КУЭ (сервер БД), программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» каналобразующую аппаратуру, автоматизированное рабочее место персонала (АРМ).

АИИС КУЭ не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений АИИС КУЭ ограничен на всех уровнях при помощи механических и программных методов и способов защиты.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 046. Заводские номера средств измерений уровней ИИК, ИВКЭ, ИВК, идентификационные обозначения элементов уровня ИВК указаны в формуляре.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-, 60-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- измерение календарного времени и интервалов времени;
- периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин, 60 мин, один день, один месяц);
- перезапуск АИИС КУЭ;

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

передача результатов измерений организациям, имеющим соглашения информационного обмена с АО «Саровская Генерирующая Компания» – участникам оптового рынка электроэнергии;

предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций - участников 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 (коррекция времени).

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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на УСПД (уровень ИВКЭ), где осуществляется обработка измерительной информации – перевод числа импульсов в именованные величины кВт·ч, квар·ч, умножение измеренного счетчиками количества электроэнергии на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передачу накопленных данных на сервер БД.

Сервер БД осуществляет хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в АО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в соответствии с требованиями Регламентов ОРЭМ.

Информационный обмен между уровнями осуществляется по выделенному каналу связи, организованному по интерфейсу RS -485 и по коммутируемому радиоканалу стандарта GSM 900/1800 регионального оператора сотовой связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят часы устройства синхронизации времени, счетчика, УСПД, сервера БД.

В качестве устройства синхронизации времени используется устройство синхронизации единого времени СВ (УСЕВ СВ). УСЕВ СВ осуществляет прием сигналов точного времени от ГЛОНАСС/GPS приемников непрерывно.

Сравнение показаний часов УСЕВ СВ и УСПД производится один раз в час. Синхронизация часов УСЕВ СВ и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов УСЕВ СВ и УСПД на величину более чем 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД производится при каждом сеансе связи. Синхронизация часов счетчиков и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем 2 с.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.04
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с рекомендацией Р 50.2.077-2014

Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ и их метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4

Таблица 2 - Состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК ТУ			ИВКЭ	УССВ ИВК
		ТТ	ТН	Счетчик		
1	2	3	4	5	6	7
1.03	Саровская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ №2С	ТВ-110-IX-3 Рег. № 19720-06 Кл. т. 0,5S; К. тт. 300/5	1) НКФ-110-П-У1 Рег. № 26452-04 Кл. т. 0,5 К. тн. 110000/√3/100/√3 2) НКФ-110-57 Рег. № 14205-05 Кл. т. 0,5 К. тн. 110000/√3/100/√3	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU 325 Рег. № 37288-08	УСЕВ СВ, Рег. № 74100-19 ИВК «Альфа-Центр», Рег. № 20481-00
1.04	Саровская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Саровская ТЭЦ- Дивеево с отпайками (ВЛ 182)	OSKF 123 Рег. № 29687-05 КТ=0,2S; К. тт. 600/5;	1) НКФ-110-П-У1 Рег. № 26452-04 Кл. т. 0,5 К. тн. 110000/√3/100/√3 2) НКФ-110-57 Рег. № 14205-05 Кл. т. 0,5 К. тн. 110000/√3/100/√3	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.05	Саровская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ №4С	ТВ-110-IX-3 Рег. № 32123-06 Кл. т. 0,5S; К. тт. 200/5	1) НКФ-110-П-У1 Рег. № 26452-04 Кл. т. 0,5 К. тн. 110000/√3/100/√3 2) НКФ-110-57 Рег. № 14205-05 Кл. т. 0,5 К. тн. 110000/√3/100/√3	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
1.06	Саровская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ №5С	ТВ-110-IX-3 Рег. № 19720-06 Кл. т. 0,5S; К. тт. 200/5	1) НКФ-110-П-У1 Рег. № 26452-04 Кл. т. 0,5 К. тн. 110000/√3/100/√3 2) НКФ-110-57 Рег. № 14205-05 Кл. т. 0,5 К. тн. 110000/√3/100/√3	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU 325 Рег. № № 37288-08	УСЕВ СВ, Рег. № 74100-19 ИБК «Альфа-Центр», Рег. № № 20481-00
1.07	Саровская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ШСВ-110 кВ	ТВ-110-IX-3 Рег. № 19720-06 Кл. т. 0,5S; К. тт. 600/5	1) НКФ-110-П-У1 Рег. № 26452-04 Кл. т. 0,5 К. тн. 110000/√3/100/√3 2) НКФ-110-57 Рег. № 14205-05 Кл. т. 0,5 К. тн. 110000/√3/100/√3	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.12	Саровская ТЭЦ, ТГ-6 6 кВ	ТПШФА Рег. № 519-50 Кл. т. 0,5; К. тт. 4000/5	НОМ-6 Рег. № 159-49 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RALQ- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.13	Саровская ТЭЦ, ТГ-7 6 кВ	ТПШЛ-10 Рег. № 1423-60 Кл. т. 0,5; К. тт. 4000/5	НОМ-6 Рег. № 159-49 Кл. т. 0,5 6000/100	A1805RALQ- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.14	Саровская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 1 сек.ш. 6 кВ, яч.2, ф.102/РП-1 6 кВ	ТПОЛ-10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5; К. тт. 400/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.15	Саровская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 1 сек.ш. 6 кВ, яч.6,8, ф.106/ТП-1 6 кВ	ТПОФ Рег. № 518-50 Кл. т. 0,5; К. тт. 600/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.16	Саровская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 2 сек.ш. 6 кВ, яч.18, ф.218/ТП-1А 6 кВ	ТПОЛ-10 У3 Рег. № 47958-11 Кл. т. 0,5; К. тт. 400/5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.17	Саровская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 2 сек.ш. 6 кВ, яч.20, ф.220/РП-4 6 кВ	ТПОЛ-10 У3 Рег. № 1261-02 Кл. т. 0,5; К. тт. 300/5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
1.18	Саровская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 2 сек.ш. 6 кВ, яч.28, ф.228/ТП-53 6 кВ	ТПОЛ-10 У3 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5; К. тт. 600/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU 325 Рег. № № 37288-08	УСЕВ СВ, Рег. № 74100-19 ИВК «Альфа-Центр», Рег. № 20481-00
1.19	Саровская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 3 сек.ш. 6 кВ, яч.30, ф.330/ТП-105 6 кВ	ТПК-10 Рег. № 22944-02 Кл. т. 0,5; К. тт. 300/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.20	Саровская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 3 сек.ш. 6 кВ, яч.32, ф.332/ТП-38 6 кВ	ТПОЛ-10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5; К. тт. 200/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.21	Саровская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 3 сек.ш. 6 кВ, яч.34, ф.334/РП-4 6 кВ	ТПФ-10 Рег. № 517-50 Кл. т. 0,5; К. тт. 300/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.22	Саровская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 3 сек.ш. 6 кВ, яч.36, ф.336/ТП-200 6 кВ	ТПОЛ-10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5; К. тт. 400/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.23	Саровская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 3 сек.ш. 6 кВ, яч.38, ф.338/ТП-51 6 кВ	ТПОЛ-10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5; К. тт. 400/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.24	Саровская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 4 сек.ш. 6 кВ, яч.46, ф.446/ТП-38А, РП-16 6 кВ	ТПОЛ-10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5; К. тт. 200/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.25	Саровская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 4 сек.ш. 6 кВ, яч.50, ф.450/ТП-284 6 кВ	ТПОЛ-10 Рег. № 1261-08 Кл. т. 0,5; К. тт. 400/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
1.26	Саровская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 4 сек.ш. 6 кВ, яч.52, ф.452/ТП-200 6 кВ	ТПОЛ-10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5; К. тт. 400/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU 325 Рег. № № 37288-08	УСЕВ СВ, Рег. № 74100-19 ИВК «Альфа-Центр», Рег. № 20481-00
1.27	Саровская ТЭЦ, ГРУ-1-6 кВ, 4 сек.ш. 6 кВ, яч.54, ф.454/ТП-46 6 кВ	ТПОЛ-10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5; К. тт. 600/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.28	Саровская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 5 сек.ш. 6 кВ, яч.2, ф.502/ТП-94 6 кВ	ТПОЛ-10 Рег. № 1261-02 Кл. т. 0,5; К. тт. 400/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.29	Саровская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 5 сек.ш. 6 кВ, яч.3, ф.503/РП-7 6 кВ	ТПОЛ-10 УЗ Рег. № 47958-11 Кл. т. 0,5S К. тт. 1500/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.30	Саровская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 5 сек.ш. 6 кВ, яч.11, ф.511/ТП-72В 6 кВ	ТПФМ-10 Рег. № 814-53 Кл. т. 0,5; К. тт. 400/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.31	Саровская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 5 сек.ш. 6 кВ, яч.12, ф.512/ТП-150 6 кВ	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Рег. № 45425-10 Кл. т. 0,5S К. тт. 1000/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.32	Саровская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 5 сек.ш. 6 кВ, яч.13, ф.513/РП-21 6 кВ	ТПОЛ-10 УЗ Рег. № 1261-08 Кл. т. 0,5S К. тт. 2000/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.33	Саровская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 6 сек.ш. 6 кВ, яч.24, ф.624/ТП-150 6 кВ	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Рег. № 45425-10 Кл. т. 0,5S К. тт. 1000/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
1.34	Саровская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 6 сек.ш. 6 кВ, яч.25, ф.625/РП-7 6 кВ	ТПОЛ-10 У3 Рег. № 47958-11 Кл. т. 0,5S К. тт. 1500/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU 325 Рег. № № 37288-08	УСЕВ СВ, Рег. № 74100-19 ИБК «Альфа-Центр», Рег. № 20481-00
1.35	Саровская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 6 сек.ш. 6 кВ, яч.27, ф.627/РП 1/3Е 6 кВ	ТЛК-10-5 У3 Рег. № 9143-01 Кл. т. 0,5 К. тт. 1000/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.36	Саровская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 6 сек.ш. 6 кВ, яч.28, ф.628/РП-21 6 кВ	ТПОЛ-10 У3 Рег. № 1261-08 Кл. т. 0,5S К. тт. 2000/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.37	Саровская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 6 сек.ш. 6 кВ, яч.30, ф.630/ТП-270 6 кВ	ТПОЛ-10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5; К. тт. 200/5	НАМИТ-10-2 Рег. № 16687-07 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.38	Саровская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 7 сек.ш. 6 кВ, яч.36, ф.736/РП-15 6 кВ	ТПОЛ-10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5; К. тт. 1000/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.39	Саровская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 7 сек.ш. 6 кВ, яч.37, ф.737/РП 1/3Е 6 кВ	ТЛК-10-5 У3 Рег. № 9143-01 Кл. т. 0,5 К. тт. 1000/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.40	Саровская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 8 сек.ш. 6 кВ, яч.46, ф.846/РП-15 6 кВ	ТПОЛ-10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5; К. тт. 1000/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.41	Саровская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 8 сек.ш. 6кВ, яч.47, ф.847/ТП-95 6 кВ	ТПОЛ-10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5; К. тт. 1000/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
1.42	Саровская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 8 сек.ш. 6 кВ, яч.51, ф.851/ТП-46А 6 кВ	ТПОЛ-10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5; К. тт. 600/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU 325 Рег. № № 37288-08	УСЕВ СВ, Рег. № 74100-19 ИБК «Альфа-Центр», Рег. № 20481-00
1.43	Саровская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 8 сек.ш. 6 кВ, яч.52, ф.852/ТП-270 6 кВ	ТПОЛ-10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5; К. тт. 200/5	НТМИ-6-66 Рег. № 2611-70 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RL- P4GB-DW-3 Рег. № 31857-06 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.70	Саровская ТЭЦ, ТГ-8 6,3 кВ	ТВ – ЭК 10M2D Рег. № 56255-14 Кл. т. 0,2S; К. тт. 4000/5	ЗНОЛ – ЭК-10 Рег. № 47583-11 Кл. т. 0,2 К. тн. 6300/√3/100/√3	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл.т. 0,2S/0,5		
1.73	Саровская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 7 сек.ш. 6 кВ, яч.38, ф.738/РП-20 6 кВ	ТОЛ-СВЭЛ-10-1 Рег. № 70106-17 Кл. т. 0,5S; К. тт. 1500/5	НТМИ-6-66 УЗ Рег. № 2611-70 Кл. т. 0,5 К. тн. 6000/100	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл.т. 0,5S/1,0		
1.76	Саровская ТЭЦ, ТГ-9 6,3 кВ	ТВ – ЭК Рег. № 56255-14 Кл. т. 0,2S; К. тт. 4000/5	ЗНОЛ.06-6УЗ Рег. № 3344-08 Кл. т. 0,2 К. тн. 6000/√3/100/√3	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл.т.0,2S/0,5		
1.77	Саровская ТЭЦ, ГРУ-2-6 кВ, 9 сек.ш. 6 кВ, яч.60, ф.960/РП-20 6 кВ	ТОЛ-10-1 Рег. № 15128-07 Кл. т. 0,5S; К. тт. 1500/5	ЗНОЛ – 06-6УЗ Рег. № 3344-08 Кл. т. 0,2 К. тн. 6000/√3/100/√3	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Рег. № 31857-11 Кл.т. 0,5S/1,0		

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД и УСЕВ СВ на аналогичные утвержденных типов.

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения, σ %			
		$I_{1(2)} < I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% < I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% < I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% < I_{изм} < I_{120} \%$
1	2	3	4	5	6
1.70, 1.76 ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S	1,0	±1,1	±1,0	±0,7	±0,6
	0,9	±1,1	±0,8	±0,7	±0,7
	0,8	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
	0,5	±2,0	±1,4	±1,3	±1,3
1.04 ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S	1,0	±1,4	±1,0	±1,0	±1,0
	0,9	±1,4	±1,0	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,2	±1,1	±1,1
	0,5	±2,0	±1,9	±1,7	±1,7
1.03, 1.05 – 1.07; 1.73 ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S	1,0	±1,9	±1,7	±1,6	±1,6
	0,9	±2,7	±2,0	±1,8	±1,8
	0,8	±3,2	±2,4	±2,1	±2,1
	0,5	±5,3	±3,8	±3,1	±3,1
1.29; 1.31-1.34; 1.36 ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S	1,0	±2,3	±1,2	±1,1	±1,1
	0,9	±2,2	±1,5	±1,2	±1,2
	0,8	±2,6	±1,7	±1,4	±1,4
	0,5	±4,7	±3,0	±2,3	±2,3
1.12 - 1.28; 1.30; 1.35; 1.37 - 1.43; ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S	1,0	–	±2,4	±1,7	±1,6
	0,9	–	±2,9	±2,0	±1,8
	0,8	–	±3,4	±2,4	±2,1
	0,5	–	±5,9	±3,8	±3,1
1.77 ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,5S	1,0	±1,9	±1,5	±1,4	±1,4
	0,9	±2,0	±1,6	±1,5	±1,5
	0,8	±2,1	±1,7	±1,6	±1,6
	0,5	±2,8	±2,3	±2,0	±2,0
Номер ИИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации σ, %			
		$I_{1(2)} < I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% < I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% < I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% < I_{изм} < I_{120} \%$
1.70, 1.76 ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5	0,6	±3,2	±3,0	±2,9	±2,9
	0,9	±2,6	±2,4	±2,4	±1,6
1.04 ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 1,0	0,6	±3,9	±2,4	±1,8	±1,7
	0,9	±4,8	±3,0	±2,0	±1,5
1.03, 1.05 – 1.07, 1.73; ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0	0,6	±5,1	±3,0	±2,1	±2,1
	0,9	±3,6	±2,3	±1,7	±1,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
1.29;1.31-1.34; 1.36	0,6	±5,0	±3,8	±3,4	±3,4
ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0	0,9	±3,6	±2,9	±2,7	±2,7
1,12 - 1.28; 1.30; 1.35; 1.37 -1.43;	0,6	-	±5,5	±3,4	±2,9
ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик1,0	0,9	-	±4,2	±2,8	±2,6
1.77	0,6	±4,2	±3,9	±3,6	±3,6
ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 1,0	0,9	±3,4	±3,3	±3,1	±3,1
Пределы абсолютной погрешности синхронизации часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC(SU) ±5 с					
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны пределы относительной погрешности, соответствующие доверительной вероятности Р = 0,95.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ частота, Гц коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С относительная влажность воздуха при +25 °С, %	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИИК 1.03 – 1.07, 1.29, 1.31-1.34, 1.36, 1.70, 1.73, 1.76; ток, % от $I_{ном}$ для ИИК 1,12 - 1.28, 1.30, 1.35, 1.37 - 1.43, 1.77; коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, УСПД, °С относительная влажность воздуха при +25 °С, %	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +5 до +35 от 75 до 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики А1800: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации Счетчики А1800: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	45 3,5
УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее Сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 5 5

Надежность системных решений:

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.

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист формуляра печатным способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТВ – ЭК 10М2D	5 шт.
	ТВ-110 IX-3	12 шт.
	OSKF 123	3 шт.
	ТПОЛ-10 УЗ	44 шт.
	ТПШФА	2 шт.
	ТПОФ	2 шт.
	ТЛК-10-5 УЗ	6 шт.
	ТПФ	2 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2 шт.
	ТПОЛ-СВЭЛ-10	3 шт.
	ТОЛ-СВЭЛ-10-1	2 шт.
	ТОЛ-10-1	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ – ЭК-10	3 шт.
	НКФ-110-II-YI	3 шт.
	НКФ-110-57	10 шт.
	НОМ-6	4 шт.
	НАМИТ-10-2	3 шт.
	НТМИ-6-66	4 шт.
	ЗНОЛ – 06-6УЗ	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	A1802RALQ-P4GB-DW-4	2 шт.
	A1805RALQ-P4GB-DW-4	7 шт.
	A1805RALQ-P4GB-DW-3	2 шт.
	A1805RL-P4GB-DW-3	30 шт.
Коробки испытательные переходные	КИ	42 шт.
Разветвители интерфейсов	ПР-3	42 шт.
Догрузочные резисторы для трансформаторов тока	MP3021-T-5A-4BA	6 шт.
	MP3021-T-5A-2,5BA	14 шт.
	MP3021-T-5A-5BA	7 шт.
Догрузочные резисторы для трансформаторов напряжения	MP3021-H-100√3-3X10BA	3 шт.
	MP3021-H-100 В-10 ВА	3 шт.
	MP3021-H-100 В-20 ВА	8 шт.
	MP3021-H-57,7 В-100 ВА	6 шт.
	MP3021-H-100√3-3X20BA	6 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1 шт.
Коммутатор Ethernet	HP 1910-16G	1 шт.
GSM-модем	ТС-65	1 шт.
Устройства синхронизации единого времени СВ	СВ-04	1 шт.
Автоматизированное рабочее место	АРМ	1 шт.
Паспорт-формуляр на АИИС КУЭ	БЕКВ.422231.046.ПФ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе БЕКВ.422231.046.МВИ «Методика (метод) измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «СЭСК – СГ». Аттестована ЗАО «РИТЭК-СОЮЗ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц 01.00190-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Закрытое акционерное общество «Региональная инженерно-технологическая энергокомпания - Союз»

(ЗАО «РИТЭК-СОЮЗ»)

ИНН 2309005375

Адрес: 350033, Краснодар, Ставропольская, 2

Испытательный центр

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

(ФБУ «Нижегородский ЦСМ»)

ИНН 5262006584

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, д.1

Тел: +7 (800) 200-22-14

E-mail: mail@nnscsm.ru

В части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»

(ФБУ «Ростест-Москва»)

ИНН 7727061249

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

Телефон: +7(495) 544-00-00, +7(499) 129-19-11

Факс: +7(499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» сентября 2022 г. № 2314

Регистрационный № 72050-18

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Правобережной ТЭЦ (ТЭЦ-5) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Правобережной ТЭЦ (ТЭЦ - 5) филиала «Невский» ПАО «ТГК - 1» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для автоматического измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ возможно использовать для передачи (получения) данных смежным субъектам энергетики. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут и нарастающим итогом приращений активной и реактивной электроэнергии (мощности);
- автоматический сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- периодический (не реже 1-го раза в сутки и/или по запросу (настраиваемый параметр) автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- хранение результатов измерений;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового (розничного) рынка электроэнергии в XML или собственном формате с применением ЭЦП или без неё;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломбирование и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - информационно-измерительный комплекс (далее - ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) - технические средства для организации локальной вычислительной сети и программно-технический комплекс (далее - ПТК) АИИС КУЭ, включающий аппаратные средства и программное обеспечение (далее - ПО) для обеспечения функции хранения результатов измерений (далее - сервер БД) и программное обеспечение для сбора и доступа к данным, их конфигурации и формирования автоматизированных рабочих мест (далее - АРМ).

ПТК АИИС КУЭ развёрнут в центре обработки данных (далее - ЦОД) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1». АРМы развёрнуты в ЦОД и на рабочих местах специалистов.

На первом уровне первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы, которые по вторичным цепям поступают на соответствующие входы электронных счетчиков электрической энергии (измерительный канал (далее - ИК)). Измеренная электрическая энергия за интервал времени 30 мин записывается в энергонезависимую память счетчика.

На втором уровне происходит:

- настройка параметров ИВК;
- сбор данных из памяти счетчиков в БД;
- хранение данных в БД;
- формирование справочных и отчетных документов;
- передача информации смежным субъектам электроэнергетики - участникам оптового рынка электрической энергии и мощности и в ПАК КО;
- настройка, диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- поддержание точного времени в системе.

ПТК АИИС КУЭ производит сбор данных из памяти счетчиков электроэнергии и их хранение в БД, обработку, отображение, подготовку отчетных документов, а также формирование и передачу информации в виде утвержденных макетов в ПАК КО и другим участникам энергосистемы в рамках согласованных регламентов. ПТК имеет возможность двунаправленного обмена данными с другими ПТК как макетами утвержденных форм, так и данными в собственном формате. Отправка данных по электронной почте в XML-формате возможна с ЭЦП и без неё.

Для поддержания единого времени в АИИС КУЭ используется шкала времени устройства синхронизации частоты и времени Метроном-1000 (далее - УСВ). ПТК АИИС КУЭ не менее одного раза в сутки синхронизирует часы с УСВ при расхождении более чем на ± 2 с. (настраиваемый параметр). ПТК АИИС КУЭ синхронизирует часы счётчиков при сеансах связи при расхождении времени более чем на ± 2 с. (настраиваемый параметр).

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и сервера БД.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и сервера БД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и сервера в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ: 106.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» в состав которого входят модули, указанные в таблице 1.1 или ПО ПК «Энергосфера», в состав которых входят модули, указанные в таблице 1.2.

ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО ПК «Энергосфера» обеспечивают защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1.1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО «АльфаЦЕНТР»	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Таблица 1.2 - Идентификационные данные ПО ПК «Энергосфера»

Идентификационное наименование ПК «Энергосфера»	pro_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПК «Энергосфера»	1.1.1.1
Цифровой идентификатор p pro_metr.dll	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО ПК «Энергосфера» не влияют на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Уровень защиты ПО ПК «Энергосфера» 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 основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Г-1 ЭБ-1	ТТЭО Кл. т. 0,2S Ктт 12000/1 Рег. № 63877-16	UGE 17.5 Кл. т. 0,2 Ктн 15750/√3/100/√3 Рег. № 25475-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Метроном-1000 Рег. № 56465-14	активная	±0,9	±1,1
						реактивная	±1,4	±2,0
5	ПС 330 кВ Октябрьская, ЗРУ-2 110 кВ, КЛ-110 кВ Октябрьская - Олтон Плюс № 2 (К-168)	GSK Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25567-03	TVBs-123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 51060-12	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		активная	±1,5	±1,6
						реактивная	±2,4	±2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ПС 330 кВ Октябрьская, ЗРУ-1 110 кВ, КЛ-110 кВ Октябрьская - Олтон Плюс № 1 (К-167)	GSK Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25567-03	TVBs-123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 51060-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Метроном- 1000 Рег. № 56465-14	активная реактивная	±1,5 ±2,4	±1,6 ±2,8
7	ЗРУ-2 110 кВ, ВЛ 110 кВ Октябрьская - Восточная с отпайкой на ПП Правобережный (ВЛ 110 кВ Янинская-10 (Л.Я-10))	GSK Кл. т. 0,2S Ктт 1200/5 Рег. № 25567-08	CPB 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 51061-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	±0,9 ±1,4	±1,1 ±2,1
8	ЗРУ-2 110 кВ, КВЛ 110 кВ Октябрьская Коллонтай с отпайкой на ПС Оккервильская (КВЛ 110 кВ Янинская-3 (Л.Я-3))	TCO Кл. т. 0,5S Ктт 1200/5 Рег. № 30357-05	CPB 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/√3/100/√3 Рег. № 51061-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	±1,5 ±2,4	±1,6 ±2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ЗРУ-2 110 кВ, КВЛ 110 кВ Октябрьская - Восточная с отпайками (КВЛ 110 кВ Янинская-4 (Л.Я-4))	ТСО Кл. т. 0,5S КТТ 1200/5 Рег. № 30357-05	СРВ 123 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 51061-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Метроном- 1000 Рег. № 56465-14	активная реактивная	±1,5 ±2,4	±1,6 ±2,8
10	ЗРУ-1 110 кВ, ВЛ 110 кВ Октябрьская - Водогрейная котельная с отпайкой на ПС Новосаратовка (ВЛ 110 кВ Октябрьская-11 (Л.О-11))	ТСО Кл. т. 0,5S КТТ 1200/5 Рег. № 30357-05	СРВ 123 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 51061-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	±1,5 ±2,4	±1,6 ±2,8
11	ЗРУ-1 110 кВ, ВЛ 110 кВ Октябрьская - Красный Октябрь II цепь (Л.Я-12)	ТСО Кл. т. 0,5S КТТ 1200/5 Рег. № 30357-05	СРВ 123 Кл. т. 0,2 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 51061-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	±1,5 ±2,4	±1,6 ±2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ЗРУ-1 110 кВ, ВЛ 110 кВ Октябрьская - Красный Октябрь с отпайкой на ПС Водогрейная котельная (ВЛ 110 кВ Янинская-11 (Л.Я-11))	ТСО Кл. т. 0,5S Ктт 1200/5 Рег. № 30357-05	СРВ 123 Кл. т. 0,2 Ктн 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51061-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Метроном- 1000 Рег. № 56465- 14	активная	±1,5	±1,6
						реактивная	±2,4	±2,8
14	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 19	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
15	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 17	ТЛП-10-3 Кл. т. 0,5S Ктт 750/5 Рег. № 30709-08	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
16	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 302	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
17	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 201	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 25	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном- 1000 Рег. № 56465- 14	активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
19	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
20	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 7	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
21	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 16	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
22	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 301	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
23	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 8	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 9	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном- 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
25	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 10	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
26	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 18	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
27	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 202	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
28	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 20	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
29	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 26	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 4	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном- 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
31	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 5	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
32	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 6	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
33	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 11	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
34	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 12	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 1000/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
35	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 15	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
36	ПС 110 кВ Водогрейная котельная (ПС 350), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 М Кл. т. 0,5S КТТ 100/5 Рег. № 36382-07	-	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном- 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,8	±2,2
						реактивная	±2,7	±4,2
37	ПС 110 кВ Водогрейная котельная (ПС 350), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 М Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 36382-07	-	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,8	±2,2
						реактивная	±2,7	±4,2
38	ПС 110 кВ Водогрейная котельная (ПС 350), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-3	Т-0,66 М Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 36382-07	-	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,8	±2,2
						реактивная	±2,7	±4,2
39	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 23	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
40	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 24	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Метроном- 1000 Рег. № 56465-14	активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
41	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 101	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
42	ПС-350 КРУН-6 кВ яч. 102	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 25433-07	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1805RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	±1,9	±2,3
						реактивная	±2,9	±4,3
101	Генератор 21МКА01	JKQ 870C Кл. т. 0,2S КТТ 10000/5 Рег. № 41964-09	TJC 6-G Кл. т. 0,2 КТН 15750/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51392-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	±0,9	±1,1
						реактивная	±1,4	±2,1
102	Генератор 22МКА01	JKQ 870C Кл. т. 0,2S КТТ 10000/5 Рег. № 41964-09	TJC 6-G Кл. т. 0,2 КТН 15750/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51392-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	±0,9	±1,1
						реактивная	±1,4	±2,1
103	Генератор 23МКА01	JKQ 870C Кл. т. 0,2S КТТ 10000/5 Рег. № 41964-09	TJC 6-G Кл. т. 0,2 КТН 15750/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51392-12	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	±0,9	±1,1
						реактивная	±1,4	±2,1

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	43
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 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, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C: ИК 1 ИК 5 - 12, 14 - 42, 101 - 105 - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 (5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -60 до +40 от +10 до +30 от +5 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 80000 24
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность применяемых в системе компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- ИВК - коэффициент готовности не менее $K_g = 0,99$, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

- $K_{Г\text{ АИИС}} = 0,99$ - коэффициент готовности;
- $T_{0\text{ ИК(АИИС)}} = 1141$ ч. - среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС - Стандартов;
- стойкость к электромагнитным воздействиям;
- ремонтпригодность;
- программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- функция контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- резервирование электропитания оборудования системы;
- резервирование каналов связи.

Регистрация событий:

журнал событий счетчика:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

журнал событий ИВК:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов ТТ и ТН;
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- полученные с уровня ИИК «Журналы событий» ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование;
- электросчётчиков;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательных коробок.

Защита информации на программном уровне:

- результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
- пароля на доступ к счетчику;
- ролей пользователей в ИВК.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТТЭО	1
Трансформатор тока	GSK	9
Трансформатор тока	ТСО	15
Трансформатор тока	ТЛО-10	75
Трансформатор тока	ТЛП-10-3	3
Трансформатор тока	Т-0,66 М	9
Трансформатор тока	JKQ 870С	9
Трансформатор тока	JK ELK CN3	6
Трансформатор напряжения	UGE 17.5	3
Трансформатор напряжения	TVBs-123	6
Трансформатор напряжения	CPB 123	18
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6	9
Трансформатор напряжения	TJC 6-G	9
Трансформатор напряжения	CPA 362	3
Трансформатор напряжения	STE 1/420 K	6
Трансформатор напряжения	CPB 362	3
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RALQP4GB-DW-4	14
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1805RALQP4GB-DW-4	29
Устройство синхронизации частоты и времени	Метроном-1000	2
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	ПЭ-330.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе: «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Правобережной ТЭЦ (ТЭЦ-5) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОСЕРВИС»

(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)

ИНН 7802222000

Юридический адрес: 194156, г. Санкт-Петербург, пр. Б.Сампсониевский, д.87, литер А

Адрес: 196128, г. Санкт-Петербург, ул. Варшавская, д.11 литер А

Телефон: +7 (812) 368-02-70, +7 (812) 368-02-71

Факс: +7 (812) 368-02-72

E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области»

(ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

ИНН 7809018702

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Телефон: +7 (812) 244-62-28, +7 (812) 244-12-75

Факс: +7 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311484.

В части вносимых изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

ИНН 7722844084

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» сентября 2022 г. № 2314

Регистрационный № 73119-18

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти №241
ТПП «ТатРИТЭКнефть» АО «РИТЭК»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти №241 ТПП «ТатРИТЭКнефть» АО «РИТЭК» (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматического измерения массы брутто нефти и определения по результатам лабораторных анализов массы нетто нефти при проведении учетных операций между ТПП «ТатРИТЭКнефть» и АО «Транснефть-Прикамье».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых (далее по тексту – МПР). Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

Конструктивно СИКН состоит из входного и выходного коллекторов, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ), системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

На входном коллекторе СИКН установлены следующие средства измерений (СИ) и технические средства:

- манометр для местной индикации давления.

БИЛ состоит из одной рабочей измерительной линии (ИЛ) и одной резервной ИЛ.

На каждой ИЛ установлены следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) и технические средства:

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion модели CMF 200 (регистрационный № 13425-01 и/или 45115-10);

- преобразователь измерительный 644 (регистрационный № 14683-04) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (регистрационный № 22257-05);

- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-99);

- преобразователь измерительный САПФИР-22М для местной индикации разности давления на фильтре сетчатом МИГ-Ф-100-4,0;

- манометры и термометр для местной индикации давления и температуры.

БИК выполняет функции оперативного контроля показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

В БИК установлены следующие СИ и технические средства:

- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (регистрационный № 14557-05);
- счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97 (регистрационный № 22214-01);
- денсиметр SARASOTA модификации FD960 (регистрационный № 19879-00);
- преобразователь измерительный 644 (регистрационный № 14683-04) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым серии 65 (регистрационный № 22257-05);
- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-99);
- два пробоотборника автоматических «Стандарт-А» для автоматического отбора проб;
- пробоотборник ручной «Стандарт-Р» для ручного отбора проб;
- манометры и термометр для местной индикации давления и температуры.

На выходном коллекторе СИКН установлены следующие СИ и технические средства:

- датчик температуры 644 (регистрационный № 39539-08);
- преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный № 14061-04);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) МПР и поверки установки трубопоршневой поверочной стационарной «ОЗНА-Прувер С-0,05» модели 100 по передвижной ПУ.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два измерительно-вычислительных контроллера OMNI-6000 (регистрационный № 15066-01 и 15066-04), осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и автоматизированное рабочее место оператора, оснащенное монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

Поверку и КМХ МПР проводят с помощью блока ПУ, расположенного на одной площадке с СИКН и включающего в себя следующие СИ и технические средства:

- установка трубопоршневая поверочная стационарная «ОЗНА-Прувер С-0,05» модели 100 (регистрационный № 31455-06);
- два преобразователя давления измерительных 3051 (регистрационный № 14061-10);
- два датчика температуры 3144Р (регистрационный № 39539-08);
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерение массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа), объемной доли воды в нефти (%) и плотности нефти (кг/м³);
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и КМХ МПР по блоку ПУ или по передвижной ПУ;
- поверку стационарной ПУ по передвижной ПУ;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с МИ 3002-2006, нанесения знаков поверки на СИ в соответствии с их методиками поверки.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится ударным способом на шильд-табличку блок-бокса СИКН.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний.

К ПО нижнего уровня относится ПО измерительно-вычислительных контроллеров OMNI-6000, обеспечивающее общее управление ресурсами вычислительного процессора, базами данных и памятью, интерфейсами контроллера, проведение вычислительных операций, хранение калибровочных таблиц, передачу данных на верхний уровень. К метрологически значимой части ПО нижнего уровня относится операционная система измерительно-вычислительных контроллеров OMNI-6000.

К ПО верхнего уровня относится программа автоматизированного рабочего места, выполняющая функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станции оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, приема и обработки управляющих команд оператора, формирования отчетных документов.

ПО СИКН защищено от несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений измеренных (вычисленных) данных и метрологически значимой части ПО с помощью системы паролей, ведения внутреннего журнала фиксации событий. Уровень защиты ПО СИКН «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	24.75.04
Цифровой идентификатор ПО (CRC16)	9111

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 8,4 до 81,4
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	от 840 до 920
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5 до +40
Диапазон давления измеряемой среды, МПа	от 0,4 до 2,0
Параметры электропитания - напряжение питания сети, В - частота питающей сети, Гц	$400^{+40}_{-40} / 230^{+23}_{-23}$ 50±0,4
Габаритные размеры (Длина x Ширина x Высота), мм, не более	9 000x6 000x2 900
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +45 от 20 до 90 от 96 до 104
Режим работы СИКН	непрерывный

Наименование характеристики	Значение
Масса, кг	27 000
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	30 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти №241 ТПП «ТатРИТЭКнефть» АО «РИТЭК», зав. № 1	-	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 353-2013 «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 241 для учетных операций при транспортировке нефти на пункте приема-сдачи нефти ТПП «ТатРИТЭКнефть» ОАО «РИТЭК» и ОАО «СЗМН» ОАО «АК «Транснефть», ФР.1.29.2017.28749.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(ОАО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24

Телефон: +7(347)292-79-10, 292-79-11, 279-88-99, 8-800-700-78-68

Факс: +7 (347) 228-80-98, 228-44-11

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Адрес: 420029, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» сентября 2022 г. № 2314

Регистрационный № 83163-21

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Минусинская-опорная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Минусинская-опорная (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 распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает 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 в себя 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 «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналообразующую 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 UTS (SU);

- хранение информации по заданным критериям;

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные 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 мин) 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 сервере 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 субъектом 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.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер АУВП.411711.ФСК.РИК.028.09. Заводской номер указывается в формуляре 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
Другие идентификационные данные	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ Минусинская- опорная - Знаменская с отпайкой на ПС Кутужеково (С-363)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 56255-14	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Минусинская- опорная - Тагарская I цепь с отпайкой на ПС Береговая (С-371)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 56255-14	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
3	ВЛ 110 кВ Минусинская- опорная - Тагарская II цепь с отпайкой на ПС Береговая (С-372)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 56255-14	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
4	ВЛ 110 кВ Минусинская ТЭЦ- Минусинская- опорная I цепь (С-373)	ТВТ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 3634-89	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
5	ВЛ 110 кВ Минусинская ТЭЦ- Минусинская- опорная II цепь (С-374)	ТВТ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 3634-89	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы2

1	2	3	4	5	6	7
6	ВЛ 110 кВ Минусинская- опорная - Тесинская I цепь (С-375)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 56255-14	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ВЛ 110 кВ Минусинская- опорная - Тесинская II цепь (С-376)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 56255-14	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
8	ВЛ 110 кВ Минусинская- опорная - Минусинская- городская I цепь с отпайкой на ПС Крекер (С-91)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 56255-14	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
9	ВЛ 110 кВ Минусинская- опорная - Минусинская- городская II цепь (С-92)	ТВ-ЭК исп. МЗ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 56255-14	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
10	ВЛ 110 кВ Минусинская- опорная - Идринская I цепь с отпайками (С-93)	ТВТ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 3634-89	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
11	ВЛ 110 кВ Минусинская- опорная - Идринская II цепь с отпайками (С-94)	ТВТ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 3634-89	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
12	ОВ-110 кВ	ТВТ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 3634-89	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег. № 1188-84	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
13	ВЛ 220 кВ Минусинская- опорная - Курагино- тяговая	ТВ-ТМ-35 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 61552-15	НКФ-220-58 кл.т 1,0 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 рег. № 1382-60	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
14	ф 1-09	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-11	НАМИТ кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70324-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
15	ф 1-14	ТОЛ 10-1 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 75/5 рег. № 15128-96	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
16	ф 1-19	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
17	ф 1-21	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
18	ф 1-22	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 30709-11	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 831-69	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
19	ф 1-24	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 25433-11	НАМИТ кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70324-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
20	ф 1-25	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 25433-11	НАМИТ кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70324-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	ф 1-31	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{тт} = 1000/5 рег. № 25433-11	НАМИТ кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 70324-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
22	ф 1-32	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 100/5 рег. № 1856-63	НАМИТ кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 70324-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
23	ф 1-26	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 32139-06	НАМИТ кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 70324-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
24	ф 1-30	ТОЛ-10-I кл.т 0,5S К _{тт} = 400/5 рег. № 15128-07	НАМИТ кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 70324-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

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 нормальных условиях ($\pm\delta$), %, 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	2	3	4	5	6
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
2, 3, 6 - 9 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
4, 5, 10 - 12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
13 (ТТ 0,2S; ТН 1,0; Сч 0,2S)	1,0	1,5	1,2	1,2	1,2
	0,8	1,8	1,6	1,5	1,5
	0,5	3,0	2,7	2,6	2,6
14, 18 - 21, 24 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
15 - 17, 22, 23 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, 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	2	3	4	5	6
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
2, 3, 6 - 9 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2
4, 5, 10 - 12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
13 (ТТ 0,2S; ТН 1,0; Сч 0,5)	0,8	2,7	2,4	2,2	2,2
	0,5	1,9	1,6	1,5	1,5
14, 18 - 21, 24 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
15 - 17, 22, 23 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, 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	2	3	4	5	6
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
2, 3, 6 - 9 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
4, 5, 10 - 12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
13 (ТТ 0,2S; ТН 1,0; Сч 0,2S)	1,0	1,6	1,4	1,3	1,3
	0,8	1,9	1,7	1,7	1,7
	0,5	3,1	2,8	2,7	2,7
14, 18 - 21, 24 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
15 - 17, 22, 23 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, 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 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	3,0	1,9	1,5	1,5
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
2, 3, 6 - 9 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	4,5	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,9	1,9	1,4	1,4
4, 5, 10 - 12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	2,0
	0,5	-	2,7	1,6	1,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
13 (ТТ 0,2S; ТН 1,0; Сч 0,5)	0,8	3,1	2,8	2,7	2,7
	0,5	2,4	2,1	2,0	2,0
14, 18 - 21, 24 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,4	2,4
	0,5	2,8	2,0	1,8	1,8
15 - 17, 22, 23 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,8	-	4,7	2,8	2,4
	0,5	-	2,9	2,0	1,8
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
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\phi$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ, ТН - для счетчиков - для УСПД - для СТВ-01	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от -45 до +40 от -40 до +65 от 0 до +50 от +5 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 55000 24 0,99 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, 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 счетчика 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

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп. МЗ	21 шт.
Трансформатор тока	ТВТ	15 шт.
Трансформатор тока	ТВ-ТМ-35	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	12 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	2 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ	1 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	24 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	107-147-АСК1.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Минусинская-опорная, аттестованной ООО «РУСЭНЕРГОПРОМ», регистрационный в реестре аккредитованных лиц № RA.RU312149.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А
Телефон: +7 (495) 710-93-33
Факс: +7 (495) 710-96-55
Web-сайт: www.fsk-ees.ru
E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»
(ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А
Телефон: +7 (495) 710-93-33
Факс: +7 (495) 710-96-55
Web-сайт: www.fsk-ees.ru
E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр:

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН: 7444052356
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д.9, офис 23
Фактический адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д.130, строение 2
Телефон: +7 (351) 958-02-68
E-mail: encomplex@yandex.ru
Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

В части вносимых изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)
ИНН 7713399140
Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, д. 6а
Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.