

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «31» августа 2022 г. № 2162

Регистрационный № 86629-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Павловск Неруд»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Павловск Неруд» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени технологическими объектами АО «Павловск Неруд», автоматизированного сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) на базе RTU-300, устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа УСВ-2 и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналобразующую аппаратуру.

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

Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с.

Измерительная информация на выходе счетчиков без учета коэффициентов трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляется для интервалов времени 30 мин;
- средняя на интервале 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК 1-12, 17-18 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК 13, 14, 20-21 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы GSM-модемов и передается в УСПД.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК 15, 16, 19 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы радиомодемов и передается в УСПД.

На УСПД осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и передача полученных данных с помощью средств для организации локальной вычислительной сети на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации на подключенных к серверу автоматических рабочих местах.

На верхнем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, её формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в ПАК АО «АТС», в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ) осуществляется с сервера БД по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности, с использованием электронной цифровой подписи.

Сервер БД также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц (предприятий потребителей, сетевых организаций, смежных субъектов ОРЭМ и др.), получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), включающей в себя УССВ типа УСВ-2 на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS, ГЛОНАСС), часы сервера БД, УСПД и счетчиков.

Время УСПД синхронизировано со временем УССВ, сличение 1 раз в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УССВ и УСПД на ± 2 с.

УСПД осуществляет синхронизацию времени сервера БД и счетчиков. Сличение часов сервера БД со временем часов УСПД осуществляется 1 раз в 30 минут. Корректировка времени сервера выполняется при достижении расхождения показаний часов УСПД и сервера БД на ± 2 с.

Сличение времени часов счетчиков с временем часов УСПД осуществляется во время сеанса связи (1 раз в 30 минут), корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов УСПД ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД, сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и(или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№058) указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

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				УСПД / УССВ	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	Основная погрешность, %			Погрешность в рабочих условиях, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	ПС 110 кВ Павловск-4, ОРУ-35 кВ, 1 с.ш., МВ 35 кВ №1	ТФН-35М Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			±1,1	±3,1	
2	ПС 110 кВ Павловск-4, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш., ШР 6кВ сек. №1	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 4000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-300 Рег. № 19495-03	активная	±1,1	±3,1	
3	ПС 110 кВ Павловск-4, ОРУ-35 кВ, 2 с.ш., МВ 35 кВ №2	ТФН-35М Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,1	±3,1	
4	ПС 110 кВ Павловск-4, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш., ШР 6кВ сек. №2	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 4000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,1	
						реактивная	±2,8	±7,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
5	ПС 110 кВ Павловск-4, РУ-10 кВ, 2 с.ш., Ввод 10 кВ №2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КтТ 1500/5 Рег. № 1261-59	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	RTU-300 Рег. № 19495-03 / УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,1	±3,1	
6	ПС 110 кВ Павловск-4, РУ-10 кВ, 1 с.ш., Ввод 10 кВ №1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 КтТ 1500/5 Рег. № 1261-59	НОМ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,6	±5,6	
7	ПС 110 кВ Павловск-4 ЗРУ 6 кВ 1 с.ш. яч. 7	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КтТ 100/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±3,1	
8	ПС 110 кВ Павловск-4 ЗРУ 6 кВ 2 с.ш. яч. 26	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КтТ 100/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,6	±5,2	
9	ПС 110 кВ Павловск-4 ЗРУ 6 кВ 2 с.ш. яч. 18	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КтТ 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±1,1	±3,1	
10	ПС 110 кВ Павловск-4 ЗРУ 6 кВ 1 с.ш. яч. 9	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 КтТ 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,6	±5,6	
11	ПС 110 кВ Павловск-4 ЗРУ 6 кВ 2 с.ш. яч. 32	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КтТ 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±1,1	±3,1	
							реактивная	±2,6	±5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
12	ПС 110 кВ Павловск-4 ЗРУ 6 кВ 2 с.ш. яч. 33	ТПМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	RTU-300 Рег. № 19495-03 / УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,1	±3,1	
13	КТП 6 кВ № 33 ввод 0,4 кВ ТМ-100 кВА	Т-0,66У3 Кл. т. 0,5 Ктт 75/5 Рег. № 15764-96	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±3,0	
14	ТП 10 кВ №15 Очистные сооружения, Вывод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 71031-18	–	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	±0,8	±2,7	
15	ТП-45 6/0,4 кВ ввод 0,4 кВ ТМ-630 кВА	ТТИ Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 28139-07	–	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,2	±6,0	
16	КТПНУ 160/6/0,4 кВ ввод 0,4 кВ ТМ-160 кВА	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт 250/5 Рег. № 52667-13	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	±0,8	±3,0	
17	ПС 110 кВ Павловск-4 ОРУ 35 кВ, КЛ-35 кВ № 1 Павловск-3	ТОЛ-35 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 47959-16	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,2	±5,5	
18	ПС 110 кВ Павловск-4 ОРУ 35 кВ, КЛ-35 кВ № 2 Павловск-3	ТОЛ-35 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 47959-16	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 Ктн 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±4,0	
							реактивная	±2,8	±6,9
							активная	±1,2	±4,0
							реактивная	±2,8	±6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ВЛ 6 кВ № 2, оп. № 30, ПКУ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 20/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000: $\sqrt{3}/100 \cdot \sqrt{3}$ Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	RTU-300 Рег. № 19495-03 / УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная реактивная активная реактивная активная реактивная	±1,1 ±2,6 ±1,0 ±2,0 ±1,0 ±2,0	±3,1 ±5,6 ±5,0 ±11,1 ±5,0 ±11,1
20	Катодная станция, ЩУ- 0,23 кВ	–	–	СЭБ-1ТМ.03Т.03 Кл. т. 1/2 Рег. № 75679-19				
21	Базовая станция ТМГ-6 кВ 16 кВА, ВЛ-0,4 кВ ЩУ-0,4 кВ	–	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1/2 Рег. № 50460-18				

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с

±5

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02(0,05)$. Ином и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от -40 °С до $+60$ °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных метрологических характеристик.
6. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
7. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	21
<p>Нормальные условия:</p> <ul style="list-style-type: none"> - параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ - температура окружающей среды, °С 	<p>99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> - параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ для ИК №1-13, 15, 16, 19-21 для ИК №14, 17, 18 - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, УССВ, °С - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С 	<p>от 90 до 110 от 5 до 120 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,5 до 50,5 от -45 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики электроэнергии:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее счетчики типа СЭТ-4ТМ.03, рег. № 27524-04 счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М, рег. № 36697-12 счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М, рег. № 36697-17 счетчики типа СЭБ-1ТМ.03Т.03, рег. № 75679-19 счетчики типа ПСЧ-4ТМ.05МК.20, рег. № 50460-18 - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УССВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>90000 165000 220000 220000 165000 2 40000 2 35000 1 70000 1</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики электроэнергии:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки, сутки, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>113</p> <p>10</p> <p>45</p> <p>3</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД и сервера БД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - 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;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал УСПД:
 - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
 - перезапусков ИВКЭ;
 - фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - результатов самодиагностики;
 - отключения питания.
- журнал сервера:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровня ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита на программном уровне (установка паролей) информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита результатов измерений при передаче (возможность использования цифровой подписи).

Возможность коррекции времени:

- счетчиков (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервера БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 минут (функция автоматизирована);
- сбора 30 минут (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 систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТФН-35М	4
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-35	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	8
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	4

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформаторы тока 10...1500 А	Т-0,66УЗ	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-6	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформаторы напряжения	НОМ-10-66	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.08	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.04	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.08	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭБ-1ТМ.03Т.03	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	1
Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии	УСПД RTU-300	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	РЭ.14.0010.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Павловск Неруд», аттестованном ООО «МЦМО», аттестат об аккредитации № 01.00324-2011.

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.

Правообладатель

Акционерное общество «Павловск Неруд» (АО «Павловск Неруд»)
ИНН 3620013598
Адрес: 396446, Воронежская область, Павловский район, с. Елизаветовка

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «РеконЭнерго» (ЗАО «РеконЭнерго»)
ИНН 3666089896
Адрес: 394018, Воронежская область, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д. 12а

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.

