

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» июня 2023 г. № 1373

Регистрационный № 82586-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Западная энергетическая компания»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИС КУЭ выполняет следующие функции:

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

АИИС КУЭ включает два уровня:

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

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

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

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

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

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

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в форматах, установленных требованиями ОРЭМ, заверенных электронно-цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 и модемов GSM/GPRS для передачи данных от счетчиков до уровня ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством глобальной сети передачи данных Интернет для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (основной канал);
- посредством радиоканала стандарта GSM/GPRS для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

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

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Луговая, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 105	GIS-12 Кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 Рег.№ 28402-09	GSES 12D Кл.т. 0,5 Ктн = $6300/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ Рег. № 48526-11	A1805RAL- P4GB1-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	УСВ-3 рег. № 64242- 16 Сервер БД
2	ПС 110 кВ Луговая, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 106	GIS-12 Кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 Рег.№ 28402-09	GSES 12D Кл.т. 0,5 Ктн = $6300/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ Рег. № 48526-11	A1805RAL- P4GB1-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
3	ПС 110 кВ Луговая, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 202	GIS-12 Кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 Рег.№ 28402-09	GSES 12D Кл.т. 0,5 Ктн = $6300/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ Рег. № 48526-11	A1805RAL- P4GB1-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
4	ПС 110 кВ Луговая, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 204	GIS-12 Кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 Рег.№ 28402-09	GSES 12D Кл.т. 0,5 Ктн = $6300/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ Рег. № 48526-11	A1805RAL- P4GB1-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
5	РП №1 10 кВ, РУ- 10кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.10.2	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 Рег.№ 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн= $10000/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ Рег. № 51676-12	A1805RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
6	РП №1 10 кВ, РУ- 10кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.10.17	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 Рег.№ 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = $10000/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ Рег. № 51676-12	A1805RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	РП №2 10 кВ, РУ-10кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.1	GIS-12 Кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег.№ 28402-09	GSES 12D Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 48526-11	A1805RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-20	
8	РП №2 10 кВ, РУ-10кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.8	GIS-12 Кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег.№ 28402-09	GSES 12D Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 48526-11	A1805RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-20	
9	РТП-5 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ яч. 1	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	A1805RAL- P4GB1-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-20	
10	РТП-5 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ яч. 7	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	A1805RAL- P4GB1-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-20	УСВ-3 рег. № 64242- 16;
11	РТП-5 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ яч. 22	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	A1805RAL- P4GB1-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-20	Сервер БД
12	ТП №19 15 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	T-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт = 1500/5 Рег.№ 52667-13	Не используется	A1805RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-20	
13	ТП №4 15 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	T-0,66 У3 Кл.т. 0,5 Ктт = 2000/5 Рег. № 71031-18	Не используется	A1805RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-20	
14	ТП №4 15 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	T-0,66 У3 Кл.т. 0,5 Ктт = 2000/5 Рег. № 71031-18	Не используется	A1805RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-20	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ВРУ-0,4 кВ Техносервис, ввод 1 0,4 кВ от КТП №1 6 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт = 1500/5 Рег.№ 47957-11	Не используется	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-20	
16	ВРУ-0,4 кВ Техносервис, ввод 2 0,4 кВ от КТП №1 6 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт = 1500/5 Рег.№ 47957-11	Не используется	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-20	УСВ-3 рег. № 64242-16; Сервер БД
17	ПС 110 кВ Окружная, ЗРУ-15 кВ, 1 СШ 15 кВ, яч. 106	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 Рег.№ 69606-17	ЗНОЛ-НТЗ-20 Кл.т. 0,5 Ктн = 15000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 69604-17	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	
18	ПС 110 кВ Окружная, ЗРУ-15 кВ, 2 СШ 15 кВ, яч.205	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 Рег.№ 69606-17	ЗНОЛ-НТЗ-20 Кл.т. 0,5 Ктн = 15000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 69604-17	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена сервера БД без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО) и устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.
3. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке.
4. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{W_o}^A \%$	$\delta_{W_o}^P \%$	$\delta_{W_o}^A \%$	$\delta_{W_o}^P \%$	$\delta_{W_o}^A \%$	$\delta_{W_o}^P \%$	$\delta_{W_o}^A \%$	$\delta_{W_o}^P \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 - 8	0,50	±4,9	±2,7	±3,1	±2,1	±2,3	±1,5	±2,3	±1,5
	0,80	±2,7	±4,1	±1,9	±2,9	±1,4	±2,1	±1,4	±2,1
	0,87	±2,4	±5,0	±1,8	±3,3	±1,2	±2,4	±1,2	±2,4
	1,00	±1,9	-	±1,2	-	±1,0	-	±1,0	-
9 - 11	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,8	±1,7	±2,0	±1,4
	0,80	-	-	±3,0	±4,5	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9-11	0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,4	±2,9	±1,1	±2,2
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
12 - 16	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,7	±1,6	±1,9	±1,3
	0,80	-	-	±2,9	±4,5	±1,5	±2,4	±1,1	±1,8
	0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,3	±2,8	±1,0	±2,1
	1,00	-	-	±1,7	-	±1,0	-	±0,8	-
17 - 18	0,50	±2,3	±2,0	±1,9	±1,9	±1,5	±1,3	±1,5	±1,3
	0,80	±1,7	±2,4	±1,4	±2,1	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,87	±1,6	±2,6	±1,4	±2,3	±1,0	±1,8	±1,0	±1,8
	1,00	±1,4	-	±0,9	-	±0,9	-	±0,9	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	$\cos \varphi$	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_W^A \%$	$\delta_W^P \%$	$\delta_W^A \%$	$\delta_W^P \%$	$\delta_W^A \%$	$\delta_W^P \%$	$\delta_W^A \%$	$\delta_W^P \%$
1 - 8	0,50	±5,1	±3,7	±3,4	±3,4	±2,6	±3,1	±2,6	±3,1
	0,80	±3,0	±4,9	±2,3	±3,9	±1,9	±3,4	±1,9	±3,4
	0,87	±2,8	±5,6	±2,2	±4,3	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
	1,00	±2,3	-	±1,4	-	±1,3	-	±1,3	-
9 - 11	0,50	-	-	±5,6	±3,9	±3,1	±3,1	±2,4	±3,0
	0,80	-	-	±3,3	±5,2	±2,1	±3,6	±1,8	±3,2
	0,87	-	-	±3,0	±6,1	±2,0	±3,9	±1,7	±3,4
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,3	-	±1,2	-
12 - 16	0,50	-	-	±5,5	±3,9	±3,0	±3,1	±2,3	±3,0
	0,80	-	-	±3,2	±5,2	±2,0	±3,6	±1,8	±3,2
	0,87	-	-	±2,9	±6,1	±1,9	±3,9	±1,7	±3,4
	1,00	-	-	±1,9	-	±1,3	-	±1,1	-
17 - 18	0,50	±2,7	±3,2	±2,3	±3,2	±2,1	±3,0	±2,1	±3,0
	0,80	±2,1	±3,5	±2,0	±3,4	±1,7	±3,1	±1,7	±3,1
	0,87	±2,1	±3,7	±1,9	±3,5	±1,7	±3,2	±1,7	±3,2
	1,00	±2,0	-	±1,2	-	±1,2	-	±1,2	-

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

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

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

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

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

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

Продолжение таблицы 4

$\delta_{W_o}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;
 $\delta_{W_o}^P$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;
 δ_W^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;
 δ_W^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	18
Нормальные условия:	
– ток, % от $I_{\text{ном}}$	от (2) 5 до 120
– напряжение, % от $U_{\text{ном}}$	от 99 до 101
– коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
температура окружающего воздуха для счетчиков, °C	
Рабочие условия эксплуатации:	
допускаемые значения неинформативных параметров:	
– ток, % от $I_{\text{ном}}$	от (2) 5 до 120
– напряжение, % от $U_{\text{ном}}$	от 90 до 110
– коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.
температура окружающего воздуха, °C:	
- для ТТ и ТН	от -40 до +40
- для счетчиков	от 0 до +40
- для сервера	от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
– тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	100
Сервер ИВК:	
– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формулляра АИС.21-2021/31032021.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Западная энергетическая компания». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	GIS-12	18
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	6
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 У3	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	9
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	6
Трансформаторы напряжения	GSES 12D	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-20	6
Счетчики	A1805RALQ-P4GB-DW-4	2
Счетчики	A1805RAL-P4GB1-DW-4	7
Счетчики	A1805RAL-P4GB-DW-4	9
ИВК	АльфаЦЕНТР	1
СОЕВ	УСВ-3	1
Формуляр	АИИС.21-2021/31032021.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «Западная энергетическая компания»». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311735.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Акционерное общество «Западная энергетическая компания» (АО «Западная энергетическая компания»)

ИНН 3906970638

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

Изготовитель

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

ИНН 7839041402

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

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

E-mail: info@ek-sti.ru

Испытательный центр

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

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

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

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.