

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» декабря 2021 г. №2917

Регистрационный № 84107-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными объектами филиала ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация», сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) и измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики электрической энергии многофункциональные (далее - счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU-327 (рег. № 41907-09), устройство синхронизации времени типа УССВ-2 (рег. № 54074-13) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на основе специализированного программного обеспечения из состава «Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии Альфа-ЦЕНТР» (рег № 44595-10) включает в себя сервера баз данных (СБД), автоматизированное рабочее место (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- измерение 30-ти минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ);

- хранение информации о результатах измерений в специализированной базе данных по заданным критериям;
- передача информации о результатах измерений АО «АТС» и внешним пользователям;
- доступ к информации и передача ее в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ);
- диагностика и функционирование средств измерений, технических и программных средств АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются ТТ и ТН в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям измерительных цепей поступают на соответствующие входы счетчика. 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, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям связи с использованием интерфейса RS-485 на сервер, а также отображение информации на подключенных к УСПД автоматизированных рабочих местах. Далее цифровой сигнал при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и передача измерительной информации.

СБД автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи. Архивы информации о результатах измерений приращений потребленной электроэнергии хранятся не менее 5 лет.

Коммерческая информация, передаваемая внешним пользователям, отражает результаты потребления электроэнергии по ИК за интервал времени 30 мин. Передача информации происходит в формате XML.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ с национальной шкалой времени UTC (SU) с помощью приема сигналов от навигационной системы ГЛОНАСС/GPS УССВ-2, имеющего погрешность синхронизации с национальной шкалой времени UTC (SU) ± 1 мкс. Синхронизация внутренних часов УСПД и сервера БД происходит автоматически при расхождении со шкалой времени УССВ-2 более чем на ± 2 с не реже 1 раза в час. Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД на величину более чем ± 2 с выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Программное обеспечение

ПО АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР».

ПО является метрологически значимым.

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 каналов передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационным признаком ПО служит номер версии ПО и цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма), которые отображаются на мониторе при запуске программы. Идентификационные данные (признаки) ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер ПО)	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2. Основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/ УССВ
1	2	3	4	5	6
1	Елецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.12 483070003107101	ТГФМ-110 600/5, КТ 0,2S рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3, КТ0,2 рег. №24218-03	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	RTU-327LV рег. №41907-09/ УССВ-2, рег. № 54074-13)
2	Елецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.11 483070003107102	ТРГ-110 П* 400/5, КТ 0,2S рег. № 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3, КТ0,2 рег. №24218-03	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	Елецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.8 483070003107103	ТРГ-110 П* 400/5, КТ 0,2S рег. № 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3, КТ0,2 рег. №24218-03	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	RTU-327LV рег. №41907-09/ УССВ-2, рег. № 54074-13
4	Елецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.10 483070003107104	ТОГ-110 400/5, КТ 0,2S рег. № 26118-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3, КТ0,2 рег. №24218-03	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
5	Елецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.4 483070003107105	ТРГ-110 П* 200/1, КТ 0,2S рег. № 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3, КТ0,2 рег. №24218-03	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
6	Елецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.2 483070003107106	ТРГ-110 П* 200/1, КТ 0,2S рег. № 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3, КТ0,2 рег. №24218-03	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
7	Елецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч.6, ОЭВ-110 кВ 483070003107901	ТРГ-110 П* 600/5, КТ 0,2 рег. № 26813-06	НАМИ-110 УХЛ1 110000:√3/100:√3, КТ0,2 рег. №24218-03	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
8	Елецкая ТЭЦ, ТГ-4 6 кВ 481150001114003	ТЛП-10 800/5, КТ0,2S рег. № 30709-07	НОЛ.08 6000/100, КТ 0,2 рег. №3345-04	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
9	Елецкая ТЭЦ, ОРУ-35 кВ, яч.1, КЛ-1Т 483070003208101	ТВ 300/5, КТ 0,2S рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 (35000:√3)/(100:√3), КТ0,5; рег. № 912-70 ЗНОМ-35 У1 (35000:√3)/(100:√3) КТ0,5 рег. № 51200-12	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
10	Елецкая ТЭЦ, ОРУ-35 кВ, яч.2, КЛ-2Т 483070003208102	ТВ 300/5, КТ 0,2S рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 (35000:√3)/(100:√3), КТ0,5; рег. № 912-70 ЗНОМ-35 У1 (35000:√3)/(100:√3) КТ0,5 рег. № 51200-12	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
11	Елецкая ТЭЦ, ГРУ - 6 кВ, яч.2 481150001114101	ТЛП-10 400/5, КТ 0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
12	Елецкая ТЭЦ, ГРУ - 6 кВ, яч.4 481150001114102	ТЛП-10 200/5, КТ 0,2S рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
13	Елецкая ТЭЦ, ГРУ - 6 кВ, яч.6 481150001114103	ТЛП-10 300/5, КТ0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
14	Елецкая ТЭЦ, ГРУ - 6 кВ, яч.10 481150001114104	ТЛП-10 400/5, КТ0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	Елецкая ТЭЦ, ГРУ-6кВ, яч.14 481150001114105	ТЛП-10 400/5, КТ0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	RTU-327LV рег. №41907-09/ УССБ-2, рег. № 54074-13
16	Елецкая ТЭЦ, ГРУ - 6кВ, яч.16 481150001114201	ТЛП-10 600/5, КТ0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
17	Елецкая ТЭЦ, ГРУ - 6кВ, яч.20 481150001114211	ТЛП-10 150/5, КТ0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. №3344-04	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
18	Елецкая ТЭЦ, ГРУ- 6кВ, яч.22 481150001114202	ТЛП-10 400/5. КТ0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
19	Елецкая ТЭЦ, ГРУ- 6кВ, яч.24 481150001114203	ТЛП-10 400/5, КТ0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100: √3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
20	Елецкая ТЭЦ, ГРУ- 6кВ, яч.25 481150001114208	ТЛП-10 400/5, КТ0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04 2СШ Зав.№2106	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
21	Елецкая ТЭЦ, ГРУ- 6кВ, яч.28 481150001114204	ТЛП-10 400/5, КТ0,2S рег. № 30709-07 ТЛП-10 400/5, КТ0,5S рег. № 30709-11	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
22	Елецкая ТЭЦ, ГРУ- 6кВ, яч.30 481150001114205	ТЛП-10 600/5, КТ0,2S рег. №30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
23	Елецкая ТЭЦ, ГРУ- 6кВ, яч.32 481150001114206	ТЛП-10 600/5. КТ0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
24	Елецкая ТЭЦ, ГРУ- 6кВ, яч.33 481150001114209	ТЛП-10 600/5, КТ0,2S рег. № 30709-07	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
25	Елецкая ТЭЦ, ГРУ- 6кВ, яч.34 481150001114207	ТЛП-10-М 400/5, КТ0,5S рег. № 22192-03	ЗНОЛ.06 (6000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 3344-04	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
26	Елецкая ТЭЦ, ГТ-1 10 кВ 481150001313001	ТЛШ-10 2000/5, КТ0,2S рег. № 11077-07	ЗНОЛП (10000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 23544-07	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	RTU-327LV рег. №41907-09/ УССВ-2, рег. № 54074-13
27	Елецкая ТЭЦ, ГТ-2 10 кВ 481150001313002	ТЛШ-10 2000/5, КТ0,2S рег. № 11077-07	ЗНОЛП (10000:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 23544-07	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
28	Елецкая ТЭЦ, ТГ-5 6 кВ 481150001114004	ТПОЛ 10 1500/5, КТ0,2S рег. №1261-02	ЗНОЛП (6300:√3)/(100:√3), КТ0,2 рег. № 23544-07	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
29	Липецкая ТЭЦ-2, ТГ-3 10 кВ 481150002213003	ТШВ 15Б 8000/5, КТ 0,5 рег. №5719-76	ЗНОМ-15-63 10000:√3/100:√3, КТ 0,5 рег.№ 1593-70	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
30	Липецкая ТЭЦ-2, ТГ-1 18 кВ 481150002132001	ТШЛ 20 8000/5, КТ 0,2 рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 18000: √3/100:√3, КТ 0,5 рег. №1593-62	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11 Зав. № 01260384	
31	Липецкая ТЭЦ-2, ТГ-2 10 кВ 481150002213002	ТШВ 15Б 8000/5, КТ 0,5 рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 10000: √3/100:√3, КТ 0,5 рег. № 1593-70	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 рег.№31857-11	
32	Липецкая ТЭЦ-2, ТГ-4 10 кВ 481150002213004	ТШЛ 20 10000/5, КТ 0,2 рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000: √3/100:√3, КТ 0,5 рег. № 1593-70	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5; рег.№31857-11	
33	Липецкая ТЭЦ-2, ТГ-5 10 кВ 481150002213005	ТШВ 15Б 8000/5, КТ 0,5 рег. № 5719-76	ЗНОЛ.06 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 рег. № 3344-04	Альфа А1800 КТ0,2S/0.5 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 таблице 2 метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 3 Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО)
- 4 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносятся изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1-8, 11-20, 22-24, 26-28	Активная Реактивная	0,6 1,2	1,8 2,0
9, 10	Активная Реактивная	0,8 1,6	2,4 2,6
21, 25	Активная Реактивная	0,7 1,4	2,1 2,6
29, 31, 33	Активная Реактивная	1,1 2,0	2,4 4,7
30, 32	Активная Реактивная	0,9 2,1	2,7 3,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с/сутки			5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для получасовых измерений электроэнергии. 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности $P=0,95$. 3 Границы относительной погрешности в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ и $I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	33
Начальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды, °С	от 90 до 1110 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности: $\cos \varphi$ $\sin \varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счётчика Альфа А1800, °С - температура окружающей среды для сервера ИВК, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от -45 до +40 от -40 до +65 от +10 до +30

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Надёжность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счётчик Альфа А1800:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД RTU-327LV:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>120000</p> <p>2</p> <p>250000</p> <p>2</p> <p>80000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>Счётчик Альфа А1800:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - хранение данных при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД RTU-327LV:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут., не менее - хранение данных при отключении питания, лет, не менее <p>Сервер ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояния средств измерений, лет, не менее 	<p>180</p> <p>30</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервное питание УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование канала связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и опломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клемников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчике;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервере БД.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	3
	ТРГ-110 П*	15
	ТОГ-110	3
	ТЛП-10	30
	ТВ	6
	ТПЛ-10-М	2
	ТЛШ-10	6
	ТПОЛ 10	3
	ТШВ 15Б	9
	ТШЛ 20	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
	НОЛ.08	2
	ЗНОМ-35-65	2
	ЗНОМ-35 У1	1
	ЗНОЛ.06	12
	ЗНОЛП	9
	ЗНОМ-15-63	9
	ЗНОМ-20-63	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	33
УСПД	RTU-327 LV	2
УССВ	УССВ-2	2
Сервер ИВК	Proliant	1
ПО	АльфаЦЕНТР	1
Документация		
Методика поверки	МП-04-06/09-2021	1
Паспорт	2021РД-13.04 ЭСУ.ПС	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности в филиале ПАО «Квадра»-«Липецкая генерация», аттестованным ФБУ «Липецкий ЦСМ» (Регистрационный номер RA.RU.312081 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации). Зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.34.2021.40874.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Квадра – Генерирующая компания»
(ПАО «Квадра»), филиал ПАО «Квадра» - «Липецкая генерация»
ИНН 6829012680
Адрес: 398600, Липецкая область, г. Липецк, ул. Московская, д.8а
Юридический адрес: 300012, Тульская обл., г. Тула, ул. Тимирязева, д. 99в
Тел.: (4742) 30-68-59, факс: (4742) 31-14-50
E-mail: knc@lipetsk.quadra

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Липецкой области» (ФБУ «Липецкий ЦСМ»)
Адрес: 398017, г. Липецк, ул. И.Г. Гришина, д. 9а
Телефон: (4742) 567-444
E-mail: lcsм@lcsм.ru
Регистрационный номер RA.RU.311563 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

