

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭР» 2-й очереди

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭР» 2-й очереди (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии (мощности).

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

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

На уровне ИИК АИИС КУЭ реализуются следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и нарастающим итогом на начало расчетного периода (день, месяц);
- коррекция времени в составе системы обеспечения единого времени;
- автоматическая регистрация событий, сопровождающих процессы измерений, в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений;
- предоставление доступа к измеренным значениям и «Журналам событий» со стороны информационно-вычислительного комплекса АИИС КУЭ.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и обработки данных (сервер БД), устройство синхронизации системного времени (УССВ); автоматизированные рабочие места на базе персональных компьютеров (АРМ); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных и программное обеспечение.

На втором уровне АИИС КУЭ реализуются следующие функции:

- автоматический сбор результатов измерений электроэнергии с заданной дискретностью (30 мин);
- сбор и передача «Журналов событий» с уровня ИИК в базу данных ИВК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений;
- возможность масштабирования долей именованных величин количества электроэнергии;
- расчет потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- формирование и передача результатов измерений в XML-формате по электронной почте;
- организация дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ.

Первичные токи преобразуются измерительными ТТ и ТН в допустимые для безопасных измерений значения и по проводным линиям поступают на измерительные входы счетчиков (в случае отсутствия ТН подключение цепей напряжения счетчика производится по проводным линиям, подключенных к первичному напряжению). В счетчиках аналого-цифровой преобразователь осуществляет измерение мгновенных аналоговых значений величин, пропорциональных фазным напряжениям и токам по шести каналам, и выполняет преобразование их в цифровой код, а также передачу по скоростному последовательному каналу в микроконтроллер. Микроконтроллер по полученным измерениям вычисляет мгновенные значения активной и полной мощности.

Средняя активная и полная электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по значениям активной и полной мощности. При каждой вышеописанной итерации (30 мин) счетчик записывает результат вычислений во внутреннюю память посредством ведения массивов мощности.

На уровне ИВК сервер БД не реже одного раза в сутки, в автоматическом режиме (либо по запросу в ручном режиме), посредством каналаобразующей аппаратуры по протоколу ТСР/ІР инициирует сеанс связи со счетчиками ИИК. После установки связи с устройством, происходит считывание результатов измерений за прошедшие сутки, производится дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование, сохранение поступающей информации в базу данных, оформление отчетных документов.

Сервер БД также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвежденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Один раз в сутки (или по запросу в ручном режиме) сервер БД ИВК автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и передает их организациям в рамках согласованного регламента.

В качестве сервера БД используется промышленный сервер HPE ProLiant DL360 Gen10.

Каналы связи являются цифровыми и, соответственно, не вносят дополнительных погрешностей в измерительные каналы. Передача данных на всех уровнях внутри системы организована с помощью сравнения контрольных сумм по стандартизированным протоколам передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), реализуемой с помощью программно-технических средств. СОЕВ обеспечивает синхронизацию часов времени на всех уровнях АИИС КУЭ (сервер БД, счетчики). В качестве первичного времени в СОЕВ, используется время, получаемое специализированным устройством синхронизации времени (УССВ) УКУС-ПИ 02ДМ (регистрационный номер 60738-15).

Синхронизация времени сервера БД производится от УССВ автоматически не реже 1 раза в 60 минут.

Сличение времени сервера БД и счетчиков происходит при каждом обращении сервера БД к счетчикам. Коррекция времени часов счетчика производится автоматически при обнаружении рассогласования времени более чем на ± 2 с.

В АИИС КУЭ обеспечена защита от несанкционированного доступа на физическом уровне путем пломбирования:

- счетчиков;
- всех промежуточных клеммников вторичных цепей;
- сервера БД.

Программное обеспечение

Набор программных компонентов АИИС КУЭ состоит из стандартизированного и специализированного программного обеспечения (ПО).

Под стандартизированным ПО используются операционные системы линейки Microsoft Windows, а также Системы управления базами данных.

Специализированное ПО АИИС КУЭ представляет собой программный комплекс (ПК) «АльфаЦЕНТР», которое функционирует на уровне ИВК (сервер БД, АРМ), а также ПО счетчиков.

Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. Счетчики имеют программную защиту с помощью пароля на чтение результатов измерений, а также их конфигурацию, разграниченную в двух уровнях (пользователя и администратора).

Метрологически значимой частью ПО «АльфаЦЕНТР» является специализированная программная часть (библиотека). Данная программная часть выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от счетчиков. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «АльфаЦЕНТР» приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Другие идентификационные данные	ПО «АльфаЦЕНТР»

Специализированное ПО предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, а так же предусматривает разграничение прав пользователей путем создания индивидуальных учетных записей. Получение измерительной информации возможно только при идентификации пользователя путем ввода данных пользователя («логин») и соответствующего ему пароля. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

В АИИС КУЭ обеспечено централизованное хранение информации о важных программных и аппаратных событиях («Журнал событий»):

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов трансформации (масштабных коэффициентов);
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- события, полученные с многофункциональных счетчиков электрической энергии (события ИИК).

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных компонентов первого уровня ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование	Состав ИИК		
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии
1	2	3	4	5
1	ТП-ЗС-10-73П 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ	Т-0,66 У3 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 71031-18	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
2	ТП-ЭТЗ-16п 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
3	ВЛ 0,4 кВ Ф-2 от ТП-КЦ-7-92, ВПУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
4	ВЛ 0,4 кВ Ф-2 от ТП-БУ-1-6, ВПУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
5	ВЛ 0,4 кВ Ф-3 от ТП-БУ-1-104, ВПУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
6	ВЛ 0,4 кВ Ф-2 от ТП-БУ-3-9, ВПУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
7	ВЛ 0,4 кВ Ф-2 от ТП-КЦ-10-77, ВЩУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
8	ВЛ 0,4 кВ Ф-4 от ТП-ЭТ-10-69, ВПУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
9	ВЛ 0,4 кВ Фидер-2, от ТП "Новые дома", РУ 0,4 кВ, ввод 1 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
10	ВЛ 0,4 кВ Фидер-2, от ТП "Новые дома", РУ 0,4 кВ, ввод 2 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
11	ВЛ 0,4 кВ Фидер-1, от ТП "Артскважина", РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
12	ВЛ 0,4 кВ фидер- ул. Рабочая, от ТП "Мех.мастерская", РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
13	ВЛ 0,4 кВ, фидер-контора, от ТП "Компрессорная", РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
14	ТП-400 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
15	ТП-400 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
16	ЗТП-879П 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 с.ш 0.4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 236 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 47560-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
17	ЗТП-879П 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 с.ш 0.4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 236 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 47560-11
18	ЗТП-879П 10 кВ, РУ 0,4 кВ, с.ш 0,4 кВ	-	-	Меркурий 230 кл.т 1,0/2,0 рег. № 23345-07
19	2БКТП КЦ-5-808П 10 кВ, РУ 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ввод 10 кВ Т-2	ТОЛ кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
20	ЗТП-152 П 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТОП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 57218-14	-	Меркурий 236 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 47560-11
21	ЗТП-153 П 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТОП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 57218-14	-	Меркурий 236 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 47560-11
22	ЗТП-154 П 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТОП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 57218-14	-	Меркурий 236 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 47560-11
23	ЗТП-155 П 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТОП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 57218-14	-	Меркурий 236 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 47560-11
24	ЗТП-156 П, РУ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66М кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 57564-14	-	Меркурий 236 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 47560-11
25	ЗТП-156 П, РУ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП-0,66М кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 57564-14	-	Меркурий 236 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 47560-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
26	ПС 110/6 кВ Водозабор, РУ 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ф. №15	ТОЛ 10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 7069-02	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
27	ПС 110/6 кВ Водозабор, РУ 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ф. №12	ТОЛ 10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 7069-02	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17
28	ПС 110/6 кВ Туапсе Город, РУ 6 кВ, с.ш. 6 кВ, ф. ТГ-4	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 7069-07	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
29	ТП-20 10/6/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, ШУ-1-0,4 кВ	ТТИ кл.т 0,5 Ктт = 750/5 рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
30	ТП-20 10/6/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, ШУ-2-0,4 кВ	ТТИ кл.т 0,5 Ктт = 750/5 рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
31	ТП Ц3-04 10 кВ, РУ 10 кВ ввод 10 кВ ф. Ц-3	ТЛК10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 9143-01	ЗНИОЛ кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 25927-03	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04
32	ТП Ц3-04 10 кВ, РУ 10 кВ ввод 10 кВ ф. Ц-5	ТЛК10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 9143-01	ЗНИОЛ кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 25927-03	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04
33	ТП ПФ-5-10 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТОП-М-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 71205-18	-	Меркурий 236 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 47560-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
34	ВЛ 0,4 кВ прс №4 от ТП ПФ-5-08 10 кВ, ЩУ-0,4 кВ Арт. Скважина Парковая зона, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
35	ТП ПФ-5-20 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 236 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 47560-11
36	ТП ПФ-5-20 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 236 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 47560-11
37	ТП Ц9-20 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
38	ТП Ц9-20 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
39	ВЛ 0,4 кВ прс №1 от ТП Ц13-11 10 кВ, ЩУ-0,4 кВ КНС №1, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
40	ВЛ 0,4 кВ прс №3 от ТП Ц9-04 10 кВ, ЩУ-0,4 кВ КНС №3	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
41	КЛ2-0,4 кВ от ЗТП СГ5-05 10 кВ, РЩ-0,4 кВ КНС №5, с.ш. 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
42	КЛ2-0,4 кВ от ЗТП СГ5-05 10 кВ, РЩ-0,4 кВ КНС №5, 1 с.ш. 0,4 кВ	ТОП-М-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 71205-18	-	Меркурий 236 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 47560-11
43	КЛ1-0,4 кВ от ЗТП СГ5-05 10 кВ, РЩ-0,4 кВ КНС №5, 2 с.ш. 0,4 кВ	ТОП-М-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 71205-18	-	Меркурий 236 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 47560-11
44	КЛ-0,4 кВ от ТП Ц7-10 10 кВ, ВРУ 0,4 кВ КНС №9, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
45	ВЛ 0,4 кВ прс №5 от ТП Ц9-05 10 кВ, ЩУ-0,4 кВ КНС №10, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
46	ВРУ 0,4 кВ КНС №11, с.ш. 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
47	КЛ 0,4 кВ от ТП-Ц7-27П 10 кВ, РЩ-0,4 кВ КНС №14, ввод 0,4 кВ	ТОП-М-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 71205-18	-	Меркурий 236 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 47560-11
48	ВЛ 0,4 кВ прс №2 от ТП Ц11-11 10 кВ, ЩУ-0,4 кВ КНС №16, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
49	КТП СГ-9-1185П 10 кВ, РУ 10 кВ, ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 69606-17	ЗНОЛ-СЭЩ кл.т 0,2 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 71707-18	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
50	СП-1899 10 кВ, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ л. 355	ТЛО-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ-НТЗ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 51676-12	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
51	ВЛ 0,4 кВ Ф-1 от КТП Ц-5-162 10 кВ, ЩУ-0,4 кВ Арт. скважина №4182, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
52	ВЛ 0,4 кВ Ф-2 от КТП Ц-8-43 10 кВ, ЩУ-0,4 кВ Арт. скважина №6454, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
53	ВЛ 0,4 кВ Ф-1 от КТП Ц-2-978 10 кВ, ЩУ-0,4 кВ Арт. скважина №6947, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
54	ВЛ 0,4 кВ Ф-1 от КТП Ц-8-623 10 кВ, ЩУ-0,4 кВ Арт. скважина №7314, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
55	ВЛ 0,4 кВ Ф-1 от КТП Ц-8-928 10 кВ, ЩУ-0,4 кВ Арт. скважина №7667, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
56	ВЛ 0,4 кВ Ф-1 от КТП ПФ1-40 10 кВ, ЩУ-0,4 кВ Арт. скважина №58366, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
57	ВЛ 0,4 кВ Ф-2 от КТП Ц-6-1013, ЩУ-0,4 кВ КНС-15, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
58	КТП Ц-4-967П 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП 0,66 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 15173-01	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
59	КТП Ц-4-967П 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП 0,66 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 15173-01	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
60	КТП Ц-4-965П 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 36382-07	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
61	КТП Ц-4-965П 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 36382-07	-	Меркурий 234 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11
62	КЛ-0,4 кВ от КТП СГ-9-1027 10 кВ, ЩУ-0,4 кВ Арт. скважина №469-Д, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
63	ВЛ 0,4 кВ от КТП ПА-5-12 10 кВ, ЩУ- 0,4 кВ Арт. скважина №6890, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
64	ВЛ 0,4 кВ от КТП ПФ1-35 10 кВ, ЩУ-0,4 кВ Арт. скважина №30094, ввод 0,4 кВ	-	-	Меркурий 236 кл.т 1,0/2,0 рег. № 47560-11
65	ТП-505, РУ 0,4 кВ, ввод Т-1 на 1 с.ш. 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 36382-07	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
66	ТП-505, РУ 0,4 кВ, ввод Т-2 на 2 с.ш. 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 36382-07	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
67	КТП-408, РУ 0,4 кВ, ввод тр-ра Т-1 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
68	КТП-411, РУ 0,4 кВ, ввод тр-ра Т-1 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
69	КТП-412, РУ 0,4 кВ, ввод тр-ра Т-1 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
70	ТП-404, РУ 0,4 кВ, ввод Т-1 на 1 с.ш. 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 29482-07	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
71	ТП-404, РУ 0,4 кВ, ввод Т-2 на 2 с.ш. 0,4 кВ	ТШП-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 15173-06	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07
72	ТП-403, РУ 0,4 кВ, ввод Т-1 на 1 с.ш. 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 23345-07

Примечание: Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УССВ 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.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК (класс точности Счетчик/ТТ/ТН)	Вид энергии	cos φ	Границы интервала относительной погрешности ИК в нормальных условиях ($\pm d$), %				Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm d$), %			
			$d_{1(2)}\%$,	$d_5\%$,	$d_{20}\%$,	$d_{100}\%$,	$d_{1(2)}\%$,	$d_5\%$,	$d_{20}\%$,	$d_{100}\%$,
			$I_{<5\%}$	$I_{5-20\%}$	$I_{20-100\%}$	$I_{100-120\%}$	$I_{<5\%}$	$I_{5-20\%}$	$I_{20-100\%}$	$I_{100-120\%}$
1, 14 – 17, 20 – 25, 29, 30, 33, 35 – 38, 42, 43, 47, 58 – 61, 65 – 72 (Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,5; -)	А	1,0	-	1,7	1,0	0,8	-	2,1	1,6	1,4
		0,8	-	2,8	1,5	1,1	-	3,1	2,0	1,7
		0,5	-	5,4	2,7	1,9	-	5,5	3,0	2,3
	Р	0,8	-	4,5	2,4	1,8	-	5,4	3,9	3,6
		0,5	-	2,9	1,6	1,3	-	4,1	3,4	3,3
	2 – 13, 18, 34, 39 – 41, 44 – 46, 48, 51 – 57, 62 – 64 (Счетчик 1,0/2,0; -; -)	А	1,0	-	1,7	1,1	1,1	-	3,0	2,8
0,8			-	1,8	1,1	1,1	-	3,2	2,9	2,9
0,5			-	1,9	1,1	1,1	-	3,4	3,0	3,0
Р		0,8	-	2,8	2,2	2,2	-	5,6	5,3	5,3
		0,5	-	2,8	2,2	2,2	-	5,4	5,2	5,2
26 – 28 (Счетчик 0,2S/0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)		А	1,0	-	1,8	1,1	0,9	-	1,9	1,2
	0,8		-	2,8	1,6	1,2	-	2,9	1,7	1,4
	0,5		-	5,4	2,9	2,2	-	5,5	3,0	2,3
	Р	0,8	-	4,4	2,4	1,9	-	4,6	2,8	2,3
		0,5	-	2,5	1,5	1,2	-	2,8	1,9	1,7
	49 (Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,5; ТН 0,2)	А	1,0	-	1,8	1,1	0,9	-	2,1	1,6
0,8			-	2,9	1,5	1,2	-	3,1	2,0	1,7
0,5			-	5,4	2,8	2,0	-	5,6	3,1	2,4
Р		0,8	-	4,5	2,4	1,9	-	5,4	3,9	3,6
		0,5	-	2,9	1,7	1,4	-	4,1	3,4	3,3
19, 31, 32, 50 (Счетчик 0,5S/1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)		А	1,0	-	1,8	1,2	1,0	-	2,2	1,7
	0,8		-	2,9	1,7	1,3	-	3,2	2,1	1,8
	0,5		-	5,5	3,0	2,3	-	5,7	3,3	2,6
	Р	0,8	-	4,6	2,6	2,1	-	5,5	4,0	3,7
		0,5	-	3,0	1,8	1,5	-	4,2	3,4	3,3

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, ($\pm D$), с 5

Примечание:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовая).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности $P = 0,95$.
- 3 $I_{<5\%}$ - область нагрузок до 5 %, $I_{5-20\%}$ - область нагрузок 5-20 %, $I_{20-100\%}$ - область нагрузок 20-100 %, $I_{100-120\%}$ - область нагрузок 100-120 %.
- 4 Вид энергии: А – активная электрическая энергия, Р – реактивная электрическая энергия

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота сети, Гц - коэффициент мощности - температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 98 до 102 от 5 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25</p>
<p>Рабочие условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота сети, Гц - коэффициент мощности - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p>	<p>от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -40 до +50 от +10 до +30</p>
<p>Характеристики надежности применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>90000 72 120000 1 125000 24</p>
<p>Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45 3,5</p>

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	Т-0,66	42 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ	2 шт.
Трансформатор тока	ТОП-0,66	15 шт.
Трансформатор тока	ТШП-0,66	18 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66 М УЗ	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ 10	4 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТТИ	6 шт.
Трансформатор тока	ТЛК10	4 шт.
Трансформатор тока	ТОП-М-0,66	12 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	3 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНИОЛ	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-10	3 шт.
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	10 шт.
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 230	14 шт.
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 236	43 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	2 шт.
Источник первичный точного времени	УКУС-ПИ 02ДМ	1 шт.
Сервер БД	HPE ProLiant DL360 Gen10	1 шт.
Методика поверки	РТ-МП-7061-500- 2020	1 экз.
Паспорт – формуляр	29593481.411711. 002.ПФ	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-7061-500-2020 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭР» 2-й очереди. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 04.03.2020 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС/GPS (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- приборы для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин Энергомонитор-3.3Т1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 39952-08);

- термогигрометр Ива-6 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46434-11).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого средства измерений с требуемой точностью.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма и (или) наклейки, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «АЭР» 2-й очереди

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 «АЭР» (ООО «АЭР»)

ИНН 2312235650

Адрес: 350020, г. Краснодар, ул. Дзержинского д. 7, оф 702

Телефон: +7 (861) 944-17-44

Web-сайт: www.aeres.ru

E-mail: info@aeres.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Регистрационный номер RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2020 г.