

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» июня 2023 г. № 1218

Регистрационный № 89303-23

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Щекиноазот» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства для автоматизации измерений и учета энергоресурсов "Шлюз E-422" (далее - УСПД1), контроллеры E-422.GSM (далее - УСПД2), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и баз данных (сервер ИВК) с установленным программным обеспечением (ПО) «ТЕЛЕСКОП+», радиосервер точного времени РСТВ-01-01, автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным 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 минут.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД1 для измерительных каналов (ИК) с 1 по 8, на входы УСПД2 для остальных ИК, где производится сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на сервер ИВК.

УСПД1, УСПД2 автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния счетчиков электрической энергии по проводным и беспроводным линиям связи.

На верхнем уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Информация с сервера ИВК может быть получена на автоматизированные рабочие места (АРМ) по локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия.

Один раз в сутки сервер ИВК автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML- макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ и по электронной почте направляет в энергосбытовую организацию. Электронный документ с результатами измерений подписывается электронной цифровой подписью энергосбытовой организации и по электронной почте передается АО «АТС» и организациям участникам ОРЭМ.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения электроэнергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ, ИВК). В состав СОЕВ входит радиосервер точного времени РСТВ-01-01 (далее- УСВ), синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сервер ИВК каждую секунду сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени РСТВ-01-01 и при расхождении на величину более ± 1 с, сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени РСТВ-01-01.

Сравнение шкалы времени УСПД1, УСПД2 со шкалой времени сервера ИВК осуществляется при каждом сеансе связи. При обнаружении расхождения шкалы времени УСПД1, УСПД2 от шкалы времени сервера ИВК на величину более ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени УСПД1, УСПД2.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД1 или УСПД2, в зависимости от номера ИК, осуществляется во время сеанса связи со счетчиком. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени соответствующего УСПД на величину более ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчиков.

Передача информации от счетчика до соответствующего УСПД, от УСПД1 или УСПД2 до сервера ИВК реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер 23/2018АС003 указывается типографским способом в паспорт-формуляре АИИС КУЭ, а также на информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером в составе уровня ИВК.

Измерительные компоненты, входящие в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, имеют заводские, серийные номера, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр средства измерений. Место, способ и форма нанесения номера обеспечивают возможность прочтения, сохранность в процессе эксплуатации и приведены в описании типа измерительного компонента.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «ТЕЛЕСКОП+». 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 Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значения
Наименование ПО	ПО «ТЕЛЕЕСКОП+»
Идентификационное наименование ПО	Server_MZ4.dll
Цифровой идентификатор ПО	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c
Идентификационное наименование ПО	PD_MZ4.dll
Цифровой идентификатор ПО	2b63c8c01bcd61c4f5b15e097f1ada2f
Идентификационное наименование ПО	ASCUE_MZ4.dll
Цифровой идентификатор ПО	cda718bc6d123b63a8822ab86c2751c a
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Но ме р И К	Наименование измерительно го канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	Первомайская ТЭЦ 110/6 кВ, РУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Первомайская -Малахово-1	ТФЗМ 150А-1У1 КТ 0,5 1200/5 рег. № 5313-76	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 рег. № 14205-94	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	"Ш люз Е- 422 " рег. № 366 38- 07	Р С Т В- 01 , ре г. № 40 58 6- 12 /I nt el S2 40 0 В В
2	Первомайская ТЭЦ 110/6 кВ, РУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Первомайская -Малахово-2	ТФЗМ 150А-1У1 КТ 0,5 1200/5 рег. № 5313-76	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 рег. № 14205-94	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
3	Первомайская ТЭЦ 110/6 кВ, РУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Первомайская -КС-9	TG145N КТ 0,5S 600/5 рег. № 30489-09	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 рег. № 14205-94	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
5	Первомайская ТЭЦ 110/6 кВ, РУ-110 кВ, ОВВ-110 кВ	TG145N КТ 0,5S 1200/5 рег. № 30489-09	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 рег. № 14205-94	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
6	Первомайская ТЭЦ 110/6 кВ, РУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Щекино- Первомайская -1	TG145N КТ 0,5S 1200/5 рег. № 30489-09	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 рег. № 14205-94	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
7	Первомайская ТЭЦ 110/6 кВ, РУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Щекино- Первомайская -2	TG145N КТ 0,5S 1200/5 рег. № 30489-09	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 рег. № 14205-94	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	Первомайская ТЭЦ 110/6 кВ, РУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Первомайская -Западная	TG145N КТ 0,5S 600/5 рег. № 30489-09	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег. № 14205-94	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	"Ш люз Е- 422 " рег. № 366 38- 07	
10	ПС № 93 «Западная» 110/6 кВ РУ-6кВ ввод 1СШ яч.11	ТПШЛ-10 КТ 0,5 4000/5 рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е- 422. GS M рег. № 465 53- 11	Р С Т В- 01 , ре г. № 40 58 6- 12 / nt el S2 40 0 В В
11	ПС № 93 «Западная» 110/6 кВ РУ-6кВ ввод 3СШ яч.23	ТЛШ-10У3 КТ 0,5 3000/5 рег. № 6811-78	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
12	ПС № 93 «Западная» 110/6 кВ РУ-6кВ ввод 5СШ яч.37	ТПШЛ-10 КТ 0,5 5000/5 рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
13	ПС № 93 «Западная» 110/6 кВ РУ-6кВ ввод 2СШ яч.7	ТПШЛ-10 КТ 0,5 4000/5 рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
14	ПС № 93 «Западная» 110/6 кВ РУ-6кВ ввод 4СШ яч.27	ТЛШ-10У3 КТ 0,5 3000/5 рег. № 6811-78	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
15	ПС № 93 «Западная» 110/6 кВ РУ-6кВ ввод 6СШ яч.41	ТПШЛ-10 КТ 0,5 5000/5 рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
22	ПС 110 кВ Восточная, ЗРУ-6 кВ, яч. 22	ТПЛ-10-М КТ 0,5 300/5 рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е- 422. GSM рег. № 4655 3-11	Р С Т В- 01 , ре г. № 40 58 6- 12 Л nt el S2 40 0 В В
23	ПС 110 кВ Восточная, ЗРУ-6 кВ, яч. 51	ТПЛ-10-М КТ 0,5 300/5 рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
24	ПС 110 кВ Восточная, ЗРУ-6 кВ, яч. 10	ТПЛ-10-М КТ 0,5 300/5 рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
25	ПС 110 кВ Восточная, ЗРУ-6 кВ, яч. 39	ТПЛ-10-М КТ 0,5 300/5 рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
26	ПС 110 кВ Восточная, ЗРУ-6 кВ, яч. 19	ТПЛ-10-М КТ 0,5 300/5 рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
27	ПС 110 кВ Восточная, ЗРУ-6 кВ, яч. 42	ТПЛ-10-М КТ 0,5 300/5 рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
28	ПС №140 «Восточная» 110/6 кВ РУ-6кВ 1 СШ яч.11	ТПОЛ-10 КТ 0,5 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
29	ПС №140 «Восточная» 110/6 кВ, РУ-6кВ 1 СШ яч.13	ТПОЛ-10 КТ 0,5 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
30	ПС №140 «Восточная» 110/6 кВ РУ-6кВ 6 СШ яч.113	ТПОЛ-10 КТ 0,5 300/5 рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
31	ПС №140 «Восточная» 110/6 кВ, РУ-6кВ 2 СШ яч.53	ТПОЛ-10 КТ 0,5 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е- 422. GS М рег. № 465 53- 11	
32	ПС №148 «Воздремо» 35/6 кВ РУ-6кВ 1 СШ яч.6	ТПОЛ-10 КТ 0,5 800/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 рег. № 831-53	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е- 422. GS М рег. № 465 53- 11	Р С Т В- 01 , ре г. № 40 58 6- 12 /I nt el S2 40 0 В В
33	ПС №148 «Воздремо» 35/6 кВ РУ-6кВ 2 СШ яч.19	ТПОЛ-10 КТ 0,5 800/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 рег. № 831-53	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е- 422. GS М рег. № 465 53- 11	
34	ПС №50 «Упа» 35/6 кВ РУ-6кВ Упа-1 1 СШ яч. 19	ТПОЛ-10 КТ 0,5 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
35	ПС №50 «Упа» 35/6 кВ РУ-6кВ Упа-1 2 СШ яч. 16	ТПОЛ-10 КТ 0,5 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е- 422. GS М рег. № 465 53- 11	
36	ПС №50 «Упа» 35/6 кВ, ТСН-1, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 КТ 0,5 5/5 рег. № 22656-02	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
37	ПС №50 «Упа» 35/6 кВ, ТСН-2, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 КТ 0,5 5/5 рег. № 22656-02	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
38	ПС №50 «Упа» 35/6 кВ РУ-6кВ Упа-2 1 СШ яч.9	ТПФ10 КТ 0,5 100/5 рег. № 517-50	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
39	ПС №50 «Упа» 35/6 кВ РУ-6кВ УПа-2 1 СШ яч.11	ТПФМ-10 КТ 0,5 150/5 рег. № 814-53	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 рег. №36697-17	Е-422. GS M рег. № 465 53- 11	Р С Т В- 01 , ре г. № 40 58 6- 12 /I nt el S2 40 0 В В
41	ПС №44 6/0,4 кВ РУ-6 кВ, 1СШ яч.16	ТПОЛ-10 КТ 0,5 400/5 рег. № 1261-59 рег. № 1261-08	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е-422. GS M рег. № 465 53- 11	
42	ПС №44 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ яч.4	ТПЛ-10-М КТ 0,5 400/5 рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е-422. GS M рег. № 465 53- 11	
43	РП-6, РУ-6кВ, 1 СШ яч.7	ТПЛМ-10 КТ 0,5 200/5 рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е-422. GS M рег. № 465 53- 11	
44	РП-6, РУ-6кВ, 2 СШ яч.8	ТПЛМ-10 КТ 0,5 200/5 рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 КТ 0,5 6000/100 рег. № 2611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е-422. GS M рег. № 465 53- 11	
45	КНТП-400 6/0,4 кВ, ВРУ-0,4 кВ яч.1	Т-0,66 КТ 0,5S 600/5 рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е-422. GS M рег. № 465 53- 11	
46	ПС-32 6/0,4 кВ, Щит 0,4 кВ, 1 СШ, п.8	Т-0,66 КТ 0,5S 100/5 рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е-422. GS M рег. № 465 53- 11	
47	ПС-32 6/0,4 кВ, Щит 0,4 кВ, 2 СШ, п.23	Т-0,66 КТ 0,5S 100/5 рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е-422. GS M рег. № 465 53- 11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
48	ПС-33 6/0,4 кВ, Щит 0,4 кВ, 1 СШ, п.9	ТШП-0,66 КТ 0,5 1200/5 рег. № 58385-14	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е- 422. GS М рег. № 465 53- 11	Р С Т В- 01 , ре г. № 40 58 6- 12 Л nt el S2 40 0 В В
49	ПС-33 6/0,4 кВ, Щит 0,4 кВ, 2 СШ, п.5	ТШП-0,66 КТ 0,5 1200/5 рег. № 58385-14	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
50	ПС-59а 6/0,4 кВ, Щит 0,4 кВ, 1 СШ, п.2	Т-0,66 КТ 0,5S 400/5 рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
51	ПС-59а 6/0,4 кВ, Щит 0,4 кВ, 2 СШ, п.6	Т-0,66 КТ 0,5S 400/5 рег. № 52667-13	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 64450-16		
54	ПС 110 кВ Карбамид ОРУ-110 кВ яч. 1	ТОГФ-110 600/5 КТ 0,2 рег. № 61432-15	ЗНОГ-110 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 рег. № 61431-15	СЭТ- 4ТМ.03М01 КТ 0,5S/1 рег. № 36697-17		
55	ПС 110 кВ Карбамид ОРУ-110 кВ яч. 2	ТОГФ-110 600/5 КТ 0,2 рег. № 61432-15	ЗНОГ-110 КТ 0,5 110000/√3/100/√3 рег. № 61431-15	СЭТ- 4ТМ.03М01 КТ 0,5S/1 рег. № 36697-17	Е- 422. GS М рег. № 827 69- 21	
56	ТП №33 РУ-0,4 кВ, 2 СШ п.6	ТТИ-40 КТ 0,5S 600/5 рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е- 422. GS М рег. №	
57	ТП №33 РУ-0,4 кВ, 1 СШ п.8	ТТИ-40 КТ 0,5S 600/5 рег. № 28139-12	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	465 53- 11	
58	ПС 110 кВ Восточная, РУ-6кВ ф. 8, КЛ 6кВ ООО "Первомайски й завод ЖБИ"	ТОЛ-10 КТ 0,5S 200/5 рег. № 47959-16	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 0,5S/1,0 рег. № 64450-16	Е- 422. GS М рег. № 465 53- 11	

Продолжение таблицы 2

<p>Примечания:</p> <p>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.</p> <p>2. Допускается замена УСВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.</p> <p>3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).</p> <p>4. Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа АИИС КУЭ.</p> <p>5. 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 их неотъемлемая часть.</p>
--

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1, 2, 10-15, 22-35, 38, 39, 41-44 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч. 0,5S/1,0)	Активная	1,33	3,39
	Реактивная	2,06	5,85
3, 5-8 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч. 0,5S/1,0)	Активная	1,33	3,48
	Реактивная	2,06	5,88
36, 37, 48, 49 (ТТ 0,5; Сч. 0,5S/1,0)	Активная	1,08	3,30
	Реактивная	1,77	5,76
54, 55 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч. 0,5S/1,0)	Активная	1,03	2,31
	Реактивная	1,59	4,38
45-47, 50, 51, 56-58 (ТТ 0,5S; Сч. 0,5S/1,0)	Активная	1,12	3,40
	Реактивная	1,79	5,79
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), (\pm) с			5
<p>Примечания:</p> <p>1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.</p> <p>2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>3. Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi=0,8$, тока ТТ, равном 100% от $I_{ном}$, температуре $(20\pm 5)^\circ\text{C}$ для нормальных условий. Для рабочих условий при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 2% от $I_{ном}$ для ТТ класса точности 0,5S, токе ТТ, равном 5% от $I_{ном}$ для ТТ класса точности 0,2 и 0,5, температуре от минус 7°C до плюс 40°C в месте установки счетчиков.</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	47
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от Уном</p> <p>ток, % от Iном</p> <p>для ИК №№ 3,5-8, 45-47, 50, 51, 54-56</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности cosφ</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 (2) до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,8</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от Уном</p> <p>ток, % от Iном</p> <p>для ИК №№ 3,5-8, 45-47, 50, 51, 54-56</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности cosφ</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды для счетчиков, °С:</p> <p>ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. №64450-16)</p> <p>СЭТ-4ТМ.03 (рег. №36697-17)</p> <p>температура окружающей среды для УСПД1, °С</p> <p>температура окружающей среды для УСПД2 °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</p> <p>атмосферное давление, кПа</p> <p>относительная влажность, %, не более</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 (2) до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 1_{емк}</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от -30 до +60</p> <p>от +10 до +25</p> <p>от 70,0 до 106,7</p> <p>90</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСПД1:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСПД2:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для РСТВ-01</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>90000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>50000</p> <p>2</p> <p>55000</p> <p>2</p> <p>55000</p> <p>2</p> <p>85000</p> <p>1</p>

Продолжение Таблицы 4

1	2
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>для УСПД1, УСПД2:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>Сервер ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее 	<p>113</p> <p>40</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера ИВК, УСПД1, УСПД2 с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД1, УСПД2;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД1, УСПД2;
 - установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ 150А-1У1	6
	TG145N	15
	ТПШЛ-10	8
	ТЛШ-10У3	4
	ТПЛ-10-М	14
	ТПОЛ-10	18
	Т-0,66	4
	Т-0,66	15
	ТПФ10	2
	ТПФМ-10	2
	ТПЛМ-10	4
	ТШП-0,66	6
	ТТИ-40	6
	ТОЛ-10	3
	ТОГФ-110	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6
	НТМИ-6	2
	НТМИ-6-66	18
	ЗНОГ-110	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	44
	СЭТ-4ТМ.03	3
Контроллер	E-422.GSM	10
Устройства для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	«Шлюз E-422»	1
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1
Сервер сбора и БД (Сервер ИВК)	Intel S2400BB	1
Формуляр	ФО 01/23	1
Методика поверки		1

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Щекиноазот». МВИ 01/23, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

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».

Правообладатель

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЩЕКИНОАЗОТ» (АО «ЩЕКИНОАЗОТ»)

ИНН 7118004789

Юридический адрес: 301212, Тульская обл., Щекинский р-н, р.п. Первомайский, ул. Симферопольская, д. 19

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Центр промышленной автоматизации»

(ЗАО «ЦПА»)

ИНН 5040099482

Адрес: 105082, г. Москва, ул. Б. Почтовая, д. 55/59, с. 1, эт. 1, ком. 29

Телефон/факс: (499) 964-95-96

Web-сайт: <http://www.pa-center.ru>

E-mail: secr@pa-center.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»

(ООО ИТЦ «СИ»)

ИНН 7724896810

Юридический адрес: 119421, г. Москва, ул. Новаторов, д. 7а, корп. 2, помещ. 34

Адрес места осуществления деятельности: 628600, Тюменская обл., ХМАО-Югра, г. Нижневартовск, Западный промышленный узел, ул. 9П, д. 31, с. 11, каб. 5

E-mail: info@itc-smartengineering.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314138.

