

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220 кВ «Стекольная»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ПС 220 кВ «Стекольная» (далее – АИИС КУЭ), предназначена для измерения электрической энергии (мощности), потребляемой объектами ООО «Пилкингтон Гласс», а также регистрации и хранения параметров электропотребления, формирования отчетных документов и информационного обмена с субъектами оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) и другими внешними пользователями. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной 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);
 - хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
 - передача в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
 - предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
 - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
 - диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
 - конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
 - ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).
- 1-й уровень – (ИИК) (4 точки измерения) содержит в своем составе:
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 типа НДЕ-220 У1, класса точности (КТ) 0,2;
 - измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 типа ВСТ класса точности (КТ) 0,2S и ТВ-ТМ-35-220-УХЛ1, КТ 0,5S;
 - вторичные измерительные цепи тока и напряжения;
 - многофункциональные микропроцессорные счетчики типа А1802-RAL-P4-GB-DW-4, класса точности (КТ) 0,2S/0,5 ГОСТ Р 52323-2005 для активной энергии электроэнергии, ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной энергии.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИБКЭ) содержит в своем составе:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа УСПД RTU-325L-E2-512-M2-B2;
- коммуникационное и модемное оборудование (GSM-модемы);
- цепи и устройства питания для УСПД и терминала сотовой связи;
- ПО «УСПД RTU-325L »;

3-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) содержит в своем составе:

- сервер в промышленном исполнении;
- технические средства для организации локальной вычислительной сети разграничения прав доступа к информации;
- устройство синхронизации системного времени (УССВ) 16HVS, подключенное к серверу по интерфейсу RS232, выполненное на основе GPS приемника;
- устройство бесперебойного питания сервера (UPS);
- коммуникационное оборудование (GSM-модемы);
- ПО «Альфа Центр»;

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 преобразуют 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. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на УСПД, а с УСПД на сервер БД. Информация в сервере БД формируется в архивы и записывается на жесткий диск. Сервер подключается к коммутатору сети Ethernet. На верхнем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованным сторонами регламентом.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации времени УССВ- 16HVS, установленного на уровне ИВК. Устройство синхронизации системного времени УССВ- 16HVS включает в себя GPS – приемник, принимающий сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Часы сервера АИИС КУЭ синхронизированы со временем GPS – приемника, корректировка часов сервера АИИС КУЭ выполняется при расхождении часов сервера и GPS – приемника на ± 1 с. Сверка показаний часов счетчиков АИИС КУЭ с часами сервера происходит при каждом опросе, при расхождении часов счетчиков с часами сервера на ± 1 с выполняется их корректировка. Сличение часов УСПД с часами УССВ- 16HVS происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД с часами УССВ- 16HVS на величину более ± 1 с. Сличение часов счетчиков с часами УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков с часами УСПД на величину более ± 1 с. Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

В АИИС КУЭ предусмотрена многоуровневая защита от несанкционированного доступа: система паролей в ПО, пломбирование счетчиков и информационных цепей.

Программное обеспечение

В состав прикладного программного обеспечения (ПО) сервера БД АИИС КУЭ ПС 220 кВ «Стекольная» входит многопользовательский программный комплекс "Альфа ЦЕНТР" с возможностью опроса до 10 счетчиков электрической энергии.

ПО «Альфа ЦЕНТР» базируется на принципах клиент-серверной архитектуры и обеспечивает соблюдение принципов взаимодействия открытых систем. В качестве СУБД используется ORACLE Personal Edition 11. В ПО предусмотрено разграничение доступа к функциям для различных категорий пользователей, а также фиксации действий персонала в системном журнале.

УСПД имеет встроенное программное обеспечение - ПО «УСПД RTU-325L».

Микропрограмма заносится в программируемое постоянное запоминающее устройство (диск на основе флэш-памяти) контроллеров предприятием-изготовителем, защищена от несанкционированного вмешательства средствами разграничения доступа в виде паролей и недоступна для потребителя. Встроенная операционная система позволяет настраивать УСПД под конкретные задачи пользователя. Программирование и отладка УСПД производится через порт Ethernet, который подключается к ноутбуку с установленной терминальной программой ZOC.

На метрологические характеристики модуля вычислений УСПД оказывают влияние пересчётные коэффициенты, которые используются для пересчёта токов, и напряжений считанных из измерительных каналов счётчика, в результирующий параметр (потребляемую мощность). Пересчётные коэффициенты задаются при программировании УСПД и записываются в его флэш-память. Значения пересчетных коэффициентов защищены от изменения путём ограничения доступа паролем и фиксацией изменений в журнале событий. Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений. Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти УСПД, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и измеренных данных от преднамеренных изменений являются:

- средства проверки целостности ПО (несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы для метрологически значимой части ПО и сравнением ее с действительным значением);

- средства обнаружения и фиксации событий (журнал событий);

- средства управления доступом (пароли).

Программное обеспечение и конструкция УСПД после конфигурирования и настройки обеспечивают защиту от несанкционированного доступа и изменения его параметров.

Идентификационные данные программного обеспечения ПО «Альфа ЦЕНТР», установленного на уровне ИВК АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО "Альфа ЦЕНТР"	Планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	3.32.0.0	e357189aea0466e98b0221dee68d1e12	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe	3.32.0.0	f0bc36ea92ac507a9b3e9b1688235a03	
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe	3.32.0.0	524ebbefee04f5fd0db5461ceed6beb2	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll	3.31.0.0	0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll	2.0.0.0	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll	Номер версии отсутствует	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ – уровня ИВКЭ приведены в Таблице № 2

Таблица № 2

Наименование ПО	Идентификационное название ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО УСПД RTU-325L	ПО УСПД RTU-325L	3.18С/3.47 от 05.10.2012	Модуль управления системным временем a9b6290cb27bd3d4b62e671436cc8fd7 расчетный модуль преобразования к именованным величинам 4cd52a4af147a1f12befa95f46bf311a	утилита RTU325_calc_hash.7z

В соответствии с МИ 3286-2010 установлен уровень "С" защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК), значение характеристик погрешности АИИС КУЭ в рабочих условиях приведены в таблицах, приведен в таблице № 3

Таблица 3.

Номер канала	Наименование присоединения	Состав измерительного канала			УСПД	Вид эл.энергии	Основная погрешность± (%)	Погрешность в рабочих условиях ±(%)
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик				
1	2	3	4	6	7	8	9	10
1	ВЛ 220 кВ Пахра - Стекольная	ВСТ 600/5;КТ 0,2 S А- Зав №21315069 В -Зав№21315070 С- Зав №21315071	НДЕ-220 У1 КТ 0,2; (220:√3)/(0,1√3) А-Зав №1505202 В-Зав №1505206 С-Зав №1505203	А1802-RAL- P4-GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Зав. № 01256991	RTU-325 L	А/Р	0,7 1,5	1,2 1,9
2	ВЛ 220 кВ Стекольная - Мячково	ВСТ 600/5;КТ 0,2 S А- Зав №21315066 В-Зав №21315067 С- Зав №21315068	НДЕ-220 У1 КТ. 0,2; (220:√3)/(0,1√3) А-Зав №1505205 В-Зав №1505207 С-Зав №1505204	А1802-RAL- P4-GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Зав. № 01256992			0,7 1,5	1,2 1,9
3	Т-1, 220 кВ	ТВ-ТМ 100/5;КТ 0,5 S А-Зав №13.117.02 В- Зав №13.118.02 С- Зав №13.117.03	НДЕ-220 У1 КТ . 0,2; (220:√3)/(0,1√3) А-Зав №1505202 В-Зав №1505206 С-Зав №1505203	А1802-RAL- P4-GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Зав. № 01256993			1,2 3,3	2,5 3,9
4	Т-2, 220 кВ	ТВ-ТМ 100/5;КТ 0,5S А- Зав №13.118.01 В-Зав №13.118.03 С-Зав №13.117.01	НДЕ-220 У1 КТ 0,2; (220:√3)/(0,1√3) А-Зав №1505205 В-Зав №1505207 С-Зав №1505204	А1802-RAL- P4-GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Зав. № 01256994			1,2 3,3	2,5 3,9

Примечание к таблице 3:

1 Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);

2 Нормальные условия:

параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) $U_{ном}$; ток (1 - 1,2) $I_{ном}$, $\cos\phi = 0,9$ инд; температура окружающей среды (20 ± 5)°С.

3 Рабочие условия:

параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{ном}$; ток (0,01 - 1,2) $I_{ном}$, $\cos\phi = 0,8$ инд.;

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70° С, для счетчиков от минус 40 до плюс 70°С; для сервера от плюс 10 до плюс 40°С;

4 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, многофункциональные счетчики типа А1802-RAL-P4-GB-DW-4 активной и реактивной энергии класса точности (КТ) 0,2S/0,5 в соответствии с ГОСТ Р 52323-2005 при измерении активной электроэнергии, ГОСТ Р 52425-2005 при измерении реактивной электроэнергии; В виду отсутствия в указанном стандарте класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии для данного типа счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S для ГОСТ Р 52323-2005.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для $I = 0,02 I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд

6 Допускается замена компонентов в ИК на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 3. Замена оформляется актом в установленном порядке.

Основные технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице №4.

Таблица №4

№ ИК	Наименование характеристики		Значение
1, 2	Номинальный ток:	первичный ($I_{Н1}$)	600 А
		вторичный ($I_{Н2}$)	5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1)	От 6 до 600 А
		вторичного (I_2)	От 0,01 до 6 А
	Номинальное напряжение:	первичное ($U_{Н1}$)	220 кВ
		вторичное ($U_{Н2}$)	100 В
	Диапазон напряжения:	первичное ($U_{Н1}$)	От 210000/ $\sqrt{3}$ до 240 000/ $\sqrt{3}$
		вторичное ($U_{Н2}$)	В От 90/ $\sqrt{3}$ до 110/ $\sqrt{3}$ В
Коэффициент мощности $\cos \varphi$			От 0,5 до 1,0
Номинальная нагрузка ТТ			15 В·А
Допустимый диапазон нагрузки ТТ			От 3,75 до 15 В·А
Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ			От 0,8 до 1,0
	Наименование характеристики		Значение
3, 4	Номинальный ток:	первичный ($I_{Н1}$)	100 А
		вторичный ($I_{Н2}$)	5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1)	От 1 до 100 А
		вторичного (I_2)	От 0,01 до 6 А
	Номинальное напряжение:	первичное ($U_{Н1}$)	220 кВ
		вторичное ($U_{Н2}$)	100 В
	Диапазон напряжения:	первичное ($U_{Н1}$)	От 210000/ $\sqrt{3}$ до 240 000/ $\sqrt{3}$
вторичное ($U_{Н2}$)		В От 90/ $\sqrt{3}$ до 110/ $\sqrt{3}$ В	
Коэффициент мощности $\cos \varphi$			От 0,5 до 1,0
Номинальная нагрузка ТТ			15 В·А
Допустимый диапазон нагрузки ТТ			От 3,75 до 15 В·А

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик - среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp} = 120\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_b = 2$ ч;
- Трансформатор тока - среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp} = 400\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_b = 2$ ч;

- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T_{cp} = 15843$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_b = 2$ ч;

Надежность системных решений:

- резервирование питания с помощью устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации – участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи;

Регистрация событий:

в журнале счётчика:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени;

• журнал ИВК:

- параметрирование;
- попытка не санкционируемого доступа;
- коррекция времени;

Защищённость применяемых компонентов:

• механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера.

• защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)
- установка пароля на счётчик;
- установка пароля на сервер;

Возможность коррекции времени в:

- электросчётчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчётчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 2730 часов.

Сервер баз данных обеспечивает хранение результатов измерений, состояний средств измерений на срок не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средств измерения

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на создание АИИС КУЭ, а также эксплуатационной документацией – формуляром (ФО 4222-01-7705939064 -2013).

Поверка

осуществляется по документу МП 4222-01-7705939064-2013 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220 кВ «Стекольная». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Самарский ЦСМ» 13.08.2013 г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-88;
- счетчики электрической энергии многофункциональные А1802-RAL-P4-GB-DW-4 согласно методике поверки ДЯИМ.411152.018.;
- средства поверки УСПД RTU-325 ДЯИМ.466453.005 МП. Методика поверки. Утверждена ФГУП ВНИИМС в 2008г;
- приемник сигналов точного времени МИР РЧ-01;
- Средства поверки УССВ- 16HVS согласно методике поверки ДЯИМ.466453.005.МП ;
- средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
- средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;
- средства измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации».

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ПС 220 кВ «Стекольная» приведены в документе - «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ПС 220 кВ «Стекольная» - МВИ 4222-01-7705939064 -2013. Методика (метод) аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» по ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации № 63/01.00181-2008/2013 от 18.07.2013 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ПС 220 кВ «Стекольная»

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

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

Основные положения;

ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия;

ГОСТ Р 52323-2005. (МЭК 62053-22:2003) "Аппаратура для измерений электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статистические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S";

ГОСТ Р 52425-2005. (МЭК 62053-23:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии".

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Электроконтроль»
Юридический адрес: 115114, г. Москва, ул. Кожевническая, д.8, стр. 2.
Почтовый адрес: 117449, Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, офис 12
Тел/факс: 8(495) 6478818
E-mail: info.elkontrol@gmail.com

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ГЦИ СИ ФБУ «Самарский ЦСМ»)
Почтовый адрес: 443013 г. Самара, пр. Карла Маркса, 134,
Тел/факс: (846) 336 - 08 – 27, (846) 336 - 15 – 54;
E-mail: referent@samaragost.ru
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30017-08 от 25.09.2008 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

_____ Ф.В. Булыгин
М.п. " ____ " _____ 2013г.