

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»-II очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»-II очередь (далее - АИИС КУЭ), каналы которой входят в систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ» (ГР № 39615-08) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, а также передачу данных в утвержденных форматах другим удаленным заинтересованным пользователям. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой 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).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень -измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,2S; 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М (ГР № 36697-12) и его модификацию СЭТ-4ТМ.03М.01 класса точности (КТ) 0,2S/0,5 по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электрической энергии, указанных в таблице 2 (6 точек измерения). В виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности (КТ) 0,5 пределы погрешностей при измерении реактивной энергии не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности (КТ) 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012.

2-й уровень -измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя контроллеры сетевые индустриальные типа Сикон С70 , (ГР № 28822-05), Сикон С50, (ГР № 28523-05) (далее-УСПД), устройство синхронизации времени типа УСВ-1, (ГР № 28716-05), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень -информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя основной сервер (далее-сервер) типа IBM x3650, локально-вычислительную сеть, программное обеспечение «Пирамида 2000», автоматизированное рабочее место, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы. Технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные фазные 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 преобразуются 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД (где производится хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На уровне ИВК системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Данные об энергопотреблении с ИВК передаются по выделенному каналу сети «Интернет» в ОАО "АТС", ООО "ЭСКБ", ОАО «Газпром нефтехим Салават», ОАО "СО ЕЭС" РДУ, ОАО «Межрегионэнергосбыт». В качестве резервного канала используется телефонная сеть связи общего пользования (ТФСОП) с отдельным телефонным номером, организованная от ИВК.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации времени УСВ-1, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS), установленного на уровне ИВКЭ. Часы УСПД синхронизированы со временем УСВ-1, корректировка часов УСПД выполняется при расхождении часов УСПД и УСВ-1 $\pm 0,1$ с. Сличение показаний часов счетчиков и часов УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении с часами УСПД на величину более ± 1 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сутки.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректровке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ на уровне ИВК установлено программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000» (Версия 1.1) ЗАО ИТФ «Системы и технологии». Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1- Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1	2
Наименование ПО	Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1
Цифровой идентификатор ПО	DE09F10AC52BF2913821B42C79A5AFFE
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р.50.2.077-2014–высокий.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию (наличие специальных средств защиты-разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли, фиксация изменений в журнале событий), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав измерительного канала (далее-ИК), представлен в таблице 2

Таблица 2 - Перечень компонентов, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ

Номер измерительного канала	Наименование присоединения	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, ±(%)	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ±(%) ±(%)
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД	УСВ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
100	НСТЭЦ ЗРУ-110 кВ №1 Яч.№3, В-1 110 АТ- 1, I СШ	ТВ-ЭК 110МЗА УХЛ1 800/5,КТ 0,2S Зав. № 15-19033 Зав. № 15-19034 Зав. № 15- 19035	НКФ-110-57 110000/100 КТ 0,5 Зав. № 828221 Зав. № 828225 Зав. № 828199	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0812140565	Сикон С70 ,Зав. № 1370	УСВ-1 зав. № 1348	А Р	0,9 1,3	2,3 1,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
101	НСТЭЦ ЗРУ-110 кВ №1 Яч.№4, ОВ-1, I СШ	ТВ-ЭК 110МЗА УХЛ1 1000/5,КТ 0,2S Зав. № 15-19078 Зав. № 15-19079 Зав. № 15-19080	НКФ-110-57 110000/100 КТ 0,5 Зав. № 828221 Зав. № 828225 Зав. № 828199	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0103066228	Сикон С70, Зав. № 1370	УСВ-1 зав.№ 1348	А Р	0,9 1,3	2,3 1,4
102	НСТЭЦ ЗРУ-110 кВ №1 Яч.№9, ВЛ 110 кВ НСТЭЦ- Самаровка, II СШ	ТВ-ЭК 110МЗС УХЛ1 400/5,КТ 0,2S Зав. № 40813 Зав. № 40812 Зав. № 40811	НКФ-110-57 110000/100 КТ 0,5 Зав. № 828221 Зав. № 828225 Зав. № 828199	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0812140522				0,9 1,3	2,3 1,4
103	НСТЭЦ ЗРУ-110 кВ №1 Яч.№15,В-2 АТ-1, II СШ	ТВ-ЭК 110МЗА УХЛ1 800/5,КТ 0,2S Зав. № 15-19037 Зав. № 15-19038 Зав. № 15-19036	НКФ-110-57 110000/100 КТ 0,5 Зав. № 828211 Зав. № 828201 Зав. № 828202	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0812140396				0,9 1,3	2,3 1,4
104	НСТЭЦ ГРУ-6 кВ яч.№41Б, 110Т ПГУ-410Т	ТПОЛ-10-УЗ 600/5 КТ 0,5S Зав. № 20567 Зав. № 20991	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Зав. № 313	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0810135175				1,2 1,9	5,4 2,5
105	НСТЭЦ ГРУ-6 кВ яч.№61А, РТП-62	ТПОЛ-10-УЗ 1000/5 КТ 0,5S Зав. № 20609 Зав. № 20597	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Зав. № 295	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0804150610				1,2 1,9	5,4 2,5

Примечания

1. А-активная электрическая энергия, Р- реактивная электрическая энергия;

2 В качестве характеристик относительной погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности равной 0,95, для нормальных условий эксплуатации при $I=0,1 I_{ном}$, $\cos\varphi=0,8$ инд.; для рабочих условий эксплуатации при $I=0,01 I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$ инд при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 15 до 35 °С.

3. Нормальные условия:

параметры сети: напряжение (0,98-1,02) $U_{ном}$; ток (0,01-1,2) $I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,9$ инд; температура окружающей среды (20±5) °С;

4. Рабочие условия:

параметры сети: напряжение (0,9-1,1) ток (0,01-1,2) $I_{ном}$, 0,5 инд. $\leq \cos \varphi \leq 0,8$ емк; допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 до плюс 60 °С, для счетчиков электрической энергии многофункциональных минус 20 до плюс 60 °С; для сервера от 10 до 35 °С;

5. Технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов тока отвечают требованиям ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения ГОСТ 1983-2001, счетчиков электрической энергии ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии. В виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности (КТ) 0,5 пределы погрешностей при измерении реактивной энергии не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности (КТ) 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 .

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее - ИК) при измерении активной (реактивной) электроэнергии (при значении рабочего тока в процентах от номинального первичного тока трансформаторов тока (ТТ) приведены в таблице 3.

Таблица 3-Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электроэнергии

Номер измерительного канала	Значение $\cos \varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии (при значении рабочего тока в процентах от номинального первичного тока ТТ), %							
		1(2) ≤ I _{раб} < 5		5 ≤ I _{раб} < 20		20 ≤ I _{раб} < 100		100 ≤ I _{раб} < 120	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		A	P	A	P	A	P	A	P
100-103	0,5	±2,3	±1,4	±1,7	±1,1	±1,4	±1,0	±1,4	±1,0
	0,8	±1,5	±2,0	±1,1	±1,6	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
	1	±1,1	не норм	±0,8	не норм	±0,7	не норм	±0,7	не норм
104-105	0,5	±5,4	±2,5	±3,0	±1,5	±2,2	±1,2	±2,2	±1,2
	0,8	±2,9	±4,4	±1,7	±2,5	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
	1	±1,8	не норм	±1,1	не норм	±0,9	не норм	±0,9	не норм

Надежность применяемых в системе компонентов:

счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М и СЭТ-4ТМ.03М.01

-среднее время наработки на отказ не менее $T_{ср} = 140000$ часов,

-средний срок службы – не менее 30 лет

трансформатор тока и трансформаторов напряжения

-среднее время наработки на отказ не менее $40 \cdot 10^5$ часов,

устройство синхронизации времени УСВ-1

-среднее время наработки на отказ не менее 35 000 часов;

-среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;

контроллер сетевой индустриальный СИКОН С50

-среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ часов,

-средний срок службы -18 лет,

контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70

-среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ часов,

-средний срок службы -12 лет,

сервер типа IBM x3650

-среднее время наработки на отказ не менее $T = 89600$ часов,

-среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ час.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и 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:

журнал событий счетчика и УСПД:

- параметрирования;
- воздействия внешнего магнитного поля;
- вскрытие счетчика;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

журнал сервера:

- даты начала регистрации измерений;
- перерывов электропитания;
- потери и восстановления связи со счётчиками;
- программных и аппаратных перезапусков;
- корректировки времени в счетчике и сервере;
- изменения ПО.

Защищенность применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- сервера ИВК;
- УСПД;

защита информации на программном уровне:

- результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на измерительные каналы и на комплектующие средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента системы	Номер в Гос.реестре средств измерений	Количество (шт.)
1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М и его модификация СЭТ-4ТМ.03М.01, КТ 0,2S/0,5	36697-12	4/2
Трансформатор тока ТВ-ЭК (модификация ТВ-ЭК 110М3А УХЛ1), КТ 0,2S	56255-14	9

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор тока ТВ-ЭК (модификация ТВ-ЭК 110МЗС	39966-10	3
Трансформатор тока ТПОЛ-10-УЗ, КТ 0,5S	47958-11	4
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66, КТ 0,5	2611-70	2
Трансформатор напряжения НКФ-110-57, КТ 0,5	14205-05	3
Контроллер сетевой индустриальный Сикон С70	28822-05	1
Контроллер сетевой индустриальный Сикон С50	28523-05	1
Устройство синхронизации времени УСВ-1	28716-05	1
Сервер IBM x3650	-	1
АРМ (автоматизированное рабочее место)	-	1
Наименование документации		
Методика поверки МП 4222-05-7714348389-2016		1
Формуляр ФО 4222-05-7714348389-2016		1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 4222-05-7714348389-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»-II очередь. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Самарский ЦСМ» 30.03.2016 г.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрих кодом и заверяется подписью поверителя.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

-трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003.

-трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011.

- счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01 в соответствии с методикой ИЛГШ.411152.145 РЭ1, часть 2.

-устройство синхронизации времени УСВ-1 в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000 МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12. 2004 г.

-контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1, утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 17.01. 2005 г.

-контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С50. Методика поверки ВЛСТ 198.00.000 И1, утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 23.07. 2010 г.

-радиочасы МИР РЧ-01, ГР № 27008-04.

-мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», ГР № 33750-12 .

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»-II очередь приведены в документе Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно - измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»-II очередь. Свидетельство об аттестации № 84-01.00203-2016 от 04.03.2016.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»-II очередь

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

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S.

ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии (IEC 62053-23:2003, MOD).

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д.2, к. 12

ИНН 7714348389

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, пр. Карла Маркса, 134, г. Самара

Тел. (846) 3360827

E-mail: smrcsm@saminfo.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.