

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН») с Изменениями № 1, 2

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН») с Изменениями № 1, 2 является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН»), Свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 40110, регистрационный № 44615-10 и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН») с Изменениями № 1, 2 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной (переданной) отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой двухуровневую территориально-распределенную информационно-измерительную систему с централизованным управлением.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, мощности на 30-минутных интервалах;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии..

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер баз данных АИИС КУЭ (сервер БД), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), автоматизированные рабочие места (АРМ) пользователей системы на базе IBM PC совместимых компьютеров, специализированное программное обеспечение (ПО) и аппаратуру приема-передачи данных.

Для передачи информации между уровнями ИИК и ИВК используются два канала: основной - промышленная сеть на базе оборудования Сапору; резервный – сотовая сеть связи стандарта GSM/GPRS.

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

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

По запросу данные с счетчиков по беспроводным линиям связи поступают на сервер БД, где осуществляется дальнейшая обработка, формирование и хранение измерительной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по электронной почте с использованием каналов связи Интернет. АИИС обеспечивает передачу информации в автоматизированном режиме в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language XML).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации времени (УСВ) на базе GPS-приемника, внутренние часы счетчиков и сервера АИИС КУЭ. Время сервера синхронизировано с временем УСВ-2, погрешность синхронизации ± 10 мс. Сличение времени сервера АИИС КУЭ с временем счетчиков происходит при сеансе связи для сбора информации непосредственно со счетчиков на сервер центра сбора данных с помощью беспроводных радиоустройств системы «Сапору». Синхронизация времени счетчиков с временем сервера БД осуществляется раз в сутки. Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьганэнергонетфть» (ОАО «ВЭН») используется программный комплекс «ВЭНКУ», предназначенный для управления территориально и функционально распределенными техническими средствами сбора, обработки, хранения и выдачи учетной информации о потреблении электроэнергии. В состав программного комплекса «ВЭНКУ» входят программные модули, указанные в таблице 1.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» (по МИ 3286-2010). Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
модуль записи в БД (сервис dbProxy)	quartz-1.6.0.jar	1.6.0	7a0fc0f2ba376c55dfa855bcdbc4a1e8	MD5
модуль опроса по протоколу МЭК (сервис МЕК)	wrapper.exe	3.2.0	cc714b19aabe8569d49ae6f35eb2a5ea	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и метрологические характеристики ИК

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологич. характеристик.		
	ТТ	ТН	Счетчик	сер-вер		Основная погрешн., %	Погрешн. в раб. усл., %	
1	2	3	4	5	6	7	8	
69	ПКУ-35 Дачная, ввод отпайки от ВЛ-35 кВ Ф №1 ПС 110/35/6 кВ «КНС-2» Варьеганского м/р в сторону ПС 35/10 кВ «Дачная» на оп.4	ТОЛ-35 III УХЛ1 300/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 741 Зав. № 1360	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 3025	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103082179	ProLiant DL180	Актив-ная, Реак-тивная	± 1,1 ± 2,7	± 1,8 ± 3,0
70	ПКУ-35 Дачная, ввод отпайки от ВЛ-35 кВ Ф №3 ПС 110/35/6 кВ «КНС-2» Варьеганского м/р в сторону ПС 35/10 кВ «Дачная» на оп.4	ТОЛ-35 III-II УХЛ1 300/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 1387 Зав. № 843	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 3026	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103082220				
71	ПКУ-35 Варьеган, ввод ВЛ-35 кВ Ф №2 ПС 220/110/35/6 кВ «Варьеган» на оп.3	ТОЛ-35 III-II УХЛ1 300/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 821 Зав. № 845	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 3029	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0104080493				
72	ПКУ-35 Варьеган, ввод ВЛ-35 кВ Ф №4 ПС 220/110/35/6 кВ «Варьеган» на оп.3	ТОЛ-35 III-II УХЛ1 300/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 1384 Зав. № 830	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 3018	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0104080436				
73	ПКУ-6 Нефтепарк, блок №1, ввод КЛ-6 кВ Ф №4 ПС 220/110/35/6 кВ «Варьеган»	ТОЛ-10-8.2-2 У2 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 30804 Зав. № 241	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 3883120000002	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810127083				

Окончание таблицы 2

1		2	3	4	5	6	7	8
74	ПКУ-6 Нефтепарк, блок №2, ввод КЛ-6 кВ Ф №6 ПС 220/110/35/6 кВ «Варьеган»	ТОЛ-10-8.2-2 У2 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 242 Зав. № 30936	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 3883120000001	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810127160	ProLiant DL180	Актив-ная, Реак-тивная	± 1,1 ± 2,7	± 1,8 ± 3,0
75	ПКУ-6 Нефтепарк, блок №3, ввод КЛ-6 кВ Ф №14 ПС 220/110/35/6 кВ «Варьеган»	ТОЛ-10-8.2-2 У2 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 131 Зав. № 30937	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 3883120000004	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126843				
76	ПКУ-6 Нефтепарк, блок №4, ввод КЛ-6 кВ Ф №24 ПС 220/110/35/6 кВ «Варьеган»	ТОЛ-10-8.2-2 У2 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 30847 Зав. № 130	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 3883120000003	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810127001				
77	ПС 110/35/10 кВ «Промзона» Варьеганского м/р, ОРУ-35 кВ, 1 СШ, ВЛ-35 кВ Ф №1	ТФЗМ 35А ХЛ1 150/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 40944 Зав. № 40768	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 358	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0105081540				
78	ПС 110/35/10 кВ «Промзона» Варьеганского м/р, ОРУ-35 кВ, 2 СШ, ВЛ-35 кВ Ф №4	ТОЛ-35 III-II УХЛ1 300/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 869 Зав. № 1910	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 330	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0105081374				
79	ПС 110/35/6 кВ «КНС-3» Тагринского м/р, РУ-6 кВ КНС-3, 2 СШ, яч. №12	ТОЛ-СЭЩ-10-51 У2 1500/5 Кл. т. 0,2S Зав. № 01290 Зав. № 01314 Зав. № 01289	НТМИ-6-66 У3 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 2298	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810092262		Актив-ная, Реак-тивная	± 0,8 ± 1,8	± 1,2 ± 2,3
80	ПС 110/35/6 кВ «КНС-3» Тагринского м/р, РУ-6 кВ КНС-3, ТСН-2 6/0,4 кВ, ввод-0,4 кВ	Т-0,66 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. №007485 Зав. №007324 Зав. №007473	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0811092065		Актив-ная, Реак-тивная	± 1,0 ± 2,4	± 3,2 ± 5,6

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,95 – 1,05) $U_{НОМ}$; ток (1 – 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) $U_{НОМ}$; ток (0,01–1,2) $I_{НОМ}$; 0,5 инд. $\leq \cos\varphi \leq 0,8$ емк.
- допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 60 до плюс 50 °С, для счетчиков от минус 40 до плюс 60 С; для сервера от плюс 10 до плюс 35 °С;

5. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 0,05 $I_{НОМ}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 40 °С;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.

8. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Госреестр средств измерений.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчики – среднее время наработки на отказ не менее 90000 ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;
- сервер (параметры надежности: коэффициент готовности 0,99, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 30$ мин);

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера опроса и сервера баз данных (БД) с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться по каналам сотовой связи через GSM/GPRS-модем или посредством ручного сбора данных;

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках;

Мониторинг состояния АИИС КУЭ:

- возможность съема информации со счетчика автономным и удаленным способами;
- визуальный контроль информации на счетчике.

Организационные решения:

- наличие эксплуатационной документации.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчик;

- установка пароля на сервер опроса и сервер БД, АРМы.
- Возможность коррекции времени в:
 - ИИК – электросчетчиках (функция автоматизирована);
 - ИВК – сервер, АРМ (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
 - состояний средств измерений (функция автоматизирована);
 - результатов измерений (функция автоматизирована);
- Цикличность:
 - измерений: 30-ти минутные приращения (функция автоматизирована);
 - сбора: 1 раз в 30 минут (функция автоматизирована);
- Глубина хранения информации:
 - электросчетчик СЭТ.4.ТМ - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 10 лет; хранение собственных журналов событий счетчиков (функция автоматизирована);
 - сервер БД – хранение массивов профиля активной и реактивной мощностей и данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления - на глубину не менее 3 лет. Хранение журналов событий счетчиков, а также хранение интегрального журнала событий на уровне ИВК на глубину не менее 3 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьганэнергонепть» (ОАО «ВЭН»).

Комплектность средства измерений

Комплектность соответствует паспорту-формуляру на АИИС КУЭ ОАО «Варьганэнергонепть» (ОАО «ВЭН»), в котором приведен полный перечень измерительных, связующих и вычислительных компонентов, образующих каждый измерительный канал.

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, методика поверки «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьганэнергонепть» (ОАО «ВЭН») с Изменениями № 1, 2. Измерительные каналы. Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу МП 44615-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьганэнергонепть» (ОАО «ВЭН») с Изменениями № 1, 2. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 01.08.2013 г.

Средства поверки измерительных компонентов:

- средства поверки ТТ по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки ТН по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- устройство синхронизации времени УСВ-2 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки» ВЛСТ 237.00.000И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 31.08.2004 г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьеган-энергонепть» (ОАО «ВЭН»). Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ Р 52323-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
ГОСТ Р 52425-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».
ГОСТ Р 8.596-2002	ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

– осуществление торговли и товарообменных операций.

Заявитель

ООО «РВ-РТ»

Адрес: 394026, г. Воронеж, проспект Труда, д.48, оф.7

Телефон: (4732) 92-12-25

Факс (473) 246-09-90

Изготовитель

ООО «Инженерно-технический центр информационно управляющих систем»
(ООО «ИТЦ ИУС»)

Адрес: 394026 г. Воронеж, ул. Дружинников, д.5 б

Телефон/факс: (4732) 46-70-77/46-09-90

Испытательный центр

ФГУП «ВНИИМС»

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46

Тел.: 8 (495) 437 55 77

Факс: 8 (495) 437 56 66

Электронная почта: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации № 30004-13 от 26.07.2013 года

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

«___» _____ 2013 г.

М.п.