

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Каналы измерительные системы автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электроэнергии МУП «Борисоглебская горэлектросеть»

Назначение средства измерений

Каналы измерительные системы автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электроэнергии МУП «Борисоглебская горэлектросеть» (№№ 36, 37) предназначены для измерения электроэнергии (мощности) активной (реактивной) в составе системы автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электроэнергии МУП «Борисоглебская горэлектросеть», номер в Государственном реестре средств измерений 35436-07 (далее - каналы измерительные АИИС КУЭ).

Описание средства измерений

В состав каналов измерительных АИИС КУЭ входят:

- трансформаторы тока измерительные (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 типа ТЛО-10 класса точности (КТ) 0,2S;
- трансформаторы напряжения измерительные (ТН) по ГОСТ 1983-2001 типа НТМИ-6 КТ 0,5;
- вторичные измерительные цепи тока и напряжения;
- счетчики электроэнергии многофункциональные микропроцессорные (счетчики) с цифровыми выходными интерфейсами RS485 для измерения активной и реактивной энергии типа СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электроэнергии. 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. (Умножение на коэффициенты трансформации осуществляется в сервере).

Цифровой сигнал с выходов интерфейсов счетчиков по каналам связи (основной – ГТС коммутируемый, резервный – сотовый) поступает на вход сервера опроса и сервера баз данных (IBM PC совместимый компьютер), где осуществляется автоматизированный сбор, обработка (вычисление электроэнергии и мощности), накопление, формирование и хранение, оформление справочных и отчетных документов, отображение результатов измерений и передача накопленных данных по каналам передачи данных.

Программное обеспечение

Каналы измерительные АИИС КУЭ функционируют под управлением программного комплекса «Энфорс АСКУЭ».

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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
1	2	3	4	5	6
ПО «Энфорс АСКУЭ»	Администрирование программного комплекса (C:\Program Files\Enforce\ASKUE)	EnfAdmin.exe	2.3.23	f8197a111ba0c8579f67ec2bf1c198e5	MD5
	Оперативный контроль	NewOpcon.exe		98fc8cdd9d642624daebe324f31f59e3	
	Отчеты	NewReports.exe		6edf8b590cd3aadf17e62bc5b4f63126	
	Ручная обработка данных	DataProc.exe		5da292d5daa85d29ef540625f3562458	
	Ручной и автоматический ввод данных	NewMEdit.exe		46951a1b6f7bc95dcc7ef9de04d9d732	
	Формирование макетов 80020 xml	M80020.exe		ce7bb2858a21dff28b925816a3a1dda0	
	Формирование макетов 51070 xml	NewM51070.exe		63d44b869d8f03b7fe1c41f131e9695c	
	Формирование макетов 80040 и 80050 xml	M80050.exe		612e20fbd0684ea5198e150d17e5ab47	
	Формирование макетов АСКП	Enf_ASKP.exe		73da93a3eeb445b7f35c4937dbd85320	
	Загрузка макетов 80020 xml	M80020_imp.exe		7fc7b8b089484802b239b0d2e2ef4c96	
	Перевод присоединений на обходные выключатели	Obhod.exe		3f46f7031a9c92da0fbabcc9a5666750	
	Торговый график	Tradegr.exe		4a320234f37eedbb9441f71dacbe6462	
	Расчет вычисляемых показателей	Calc_Formula.exe		ced70f330d11fd08bdfe91f4f729386e	
	Настройка подключения к БД	Enflogon.exe		73148d7f83a14a9ab5f03561085cff9b	
ПО «Энфорс Энергия 2+»	Сборщик (C:\Program Files\Энфорс Энергия 2+)	Collector_oracle.exe	2.0	01b520cf1826f59d286516f53b9544a3	
	Администратор	Admin2.exe		01ec3094814700d9f842727a1338d1d5	
	Оперативный контроль по 3-х минутным интервалам	Opcon2.exe		41808f02efdb282cf512cc8b5f3d4b77	
	Отчеты	Reports2.exe		ae0d33f062c4c76250eabed23dbfa2a7	

Программное обеспечение имеет уровень защиты С от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010.

Программный комплекс «Энфорс АСКУЭ» входит в состав системы автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электроэнергии МУП «Борисоглебская горэлектросеть».

Оценка влияния на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

В каналах измерительных АИИС КУЭ синхронизация времени производится от системы автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электроэнергии МУП «Борисоглебская горэлектросеть».

В случае расхождения времени счетчиков и Системы автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электроэнергии МУП «Борисоглебская горэлектросеть» более чем ± 1 с, производится коррекция времени счетчиков. В Каналах измерительных АИИС КУЭ автоматически поддерживается единое время во всех компонентах с точностью не хуже ± 5 с.

Предусмотрена защита от несанкционированного доступа: пломбирование счетчиков, информационных цепей.

Метрологические и технические характеристики

Характеристики каналов измерительных АИИС КУЭ приведены в таблице 2, которая содержит их перечень и состав, метрологические характеристики компонентов.

В таблице 3 приведены метрологические характеристики каналов измерительных.

Таблица 2 – Перечень каналов измерительных и их состав

Канал измерительный		Средство измерений				Ктт ·Ктн ·Ксч	Наименование измеряемой величины		
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		Заводской номер				
	2	3	4		5	6	7		
36	ПС 110/35/6 кВ Борисоглебская КЛ – 6кВ № 15	ТТ	КТ=0,2S; Ктт=300/5 №25433-11	A	ТЛО-10	18506	3600	Ток первичный, I ₁	
				C	ТЛО-10	18507		Напряжение первичное, U ₁	
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6	209			3600
				B					
				C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)-ч	СЭТ-4ТМ.03.М		0802131171		3600	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
37	ПС 110/35/6 кВ Борисоглебская КЛ – 6кВ № 22	ТТ	КТ=0,2S; Ктт=300/5 №25433-11	A	ТЛО-10	18505	3600	Ток первичный, I ₁	
				C	ТЛО-10	18504		Напряжение первичное, U ₁	
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6	6042			3600
				B					
				C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)-ч	СЭТ-4ТМ.03.М		0802130946		3600	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время

Ксч – коэффициент трансформации счетчика электроэнергии.
Ктт – коэффициент трансформации трансформатора тока.
Ктн – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Примечание - Допускается замена счетчиков, ТТ, ТН на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на предприятии порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть.

Таблица 3- Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной (реактивной) (d_{WP} / d_{WQ}) электроэнергии (мощности) для рабочих условий эксплуатации каналов измерительных АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

$d_{WP}, \%$												
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{Сч}	Значение $\cos j$	1 % $I/I_n < 5\%$ $W_{P1\%} \leq W_{P < W_{P5\%}}$		5 % $I/I_n < 20\%$ $W_{P5\%} \leq W_{P < W_{P20\%}}$		20% $I/I_n < 100\%$ $W_{P20\%} \leq W_{P < W_{P100\%}}$		100% $I/I_n \leq 120\%$ $W_{P100\%} \leq W_{P < W_{P120\%}}$ %	
					36, 37	0,2s	0,5	0,2s	1,0	$\pm 1,2$	$\pm 0,9$	$\pm 0,7$
				0,8	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
				0,5	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
$d_{WQ}, \%$												
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{Сч}	Значение $\cos j$ ($\sin j$)	1 % $I/I_n < 5\%$ $W_{Q1\%} \leq W_Q < W_{Q5\%}$		5 % $I/I_n < 20\%$ $W_{Q5\%} \leq W_Q < W_{Q20\%}$		20% $I/I_n < 100\%$ $W_{Q20\%} \leq W_Q < W_{Q100\%}$		100% $I/I_n \leq 120\%$ $W_{Q100\%} \leq W_Q < W_{Q120\%}$ %	
					36, 37	0,2s	0,5	0,5	0,8(0,6)	$\pm 1,9$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$
				0,5(0,87)	$\pm 2,7$	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$

$I/I_n, \%$ – значение первичного тока в сети от номинального.

$W_{P1\%} (W_{Q5\%}) - W_{P120\%} (W_{Q120\%})$ - значения электроэнергии (активной/реактивной) при соотношении I/I_n от 1 до 120 %.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности хода часов в сутки, с/сут ± 5

Условия эксплуатации измерительных компонентов каналов измерительных АИИС КУЭ соответствуют требованиям, распространяющихся на них НД:

- трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001 и ЭД;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 и ЭД;
- счётчики электроэнергии для измерения активной энергии СЭТ-4ТМ.03М по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005 и ЭД.

Таблица 4 - Условия эксплуатации каналов измерительных АИИС КУЭ

Наименование параметров контролируемых присоединений и влияющих величин	Допускаемые границы параметров контролируемых присоединений и рабочих условий применения СИ для состава канала измерительного АИИС КУЭ		
Компоненты каналов измерительных АИИС КУЭ	Счетчики	ТТ	ТН
Сила переменного тока, А	$I_{2 \text{ мин}} - I_{2 \text{ макс}}$	$I_{1 \text{ мин}} - 1,2 I_{1 \text{ ном}}$	–
Напряжение переменного тока, В	$0,9 U_{2 \text{ ном}} - 1,1 U_{2 \text{ ном}}$	–	$0,9 U_{1 \text{ ном}} - 1,1 U_{1 \text{ ном}}$
Коэффициент мощности (cos φ)	$0,5_{\text{инд}} - 1,0 - 0,8_{\text{смк}}$	$0,8_{\text{инд}} - 1,0$	$0,8_{\text{инд}} - 1,0$
Частота, Гц	47,5 – 52,5	47,5 – 52,5	47,5 – 52,5
Температура окружающего воздуха, °С			
-По ЭД	От минус 40 до плюс 60	От минус 50 до плюс 45	От минус 50 до плюс 45
- Реальные (в помещении П/С)	От 5 до 35	От 5 до 35	От 5 до 35
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл	Не более 0,5	–	–
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos \varphi_2 = 0,8_{\text{инд}}$)	–	$0,25 S_{2 \text{ ном}} - 1,0 S_{2 \text{ ном}}$	–
Мощность нагрузки ТН (при $\cos \varphi_2 = 0,8_{\text{инд}}$)	–	–	$0,25 S_{\text{ ном}} - 1,0 S_{\text{ ном}}$

Надежность применяемых компонентов

Параметры надежности средств измерений: трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии

Компоненты:	Среднее время наработки на отказ, ч, не менее:
Трансформаторы тока	219000
Трансформаторы напряжения	219000
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ. 03М	90000
	Срок службы, лет:
Трансформаторы напряжения, тока;	30
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ. 03М	30

Среднее время восстановления при отказе не более 4 ч.

Надежность системных решений:

- удаленный доступ;
 - возможность съема информации со счетчика автономным способом
 - визуальный контроль информации на счетчике
- Регистрация событий:
- в журнале событий счетчика;
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике (сервере)

Защищенность применяемых компонентов

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;

Защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;

Глубина хранения информации в счетчиках не менее 45 суток.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации каналов измерительных АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность каналов измерительных АИИС КУЭ указана в таблице 2.

В комплект поставки также входят:

- руководство по эксплуатации на счётчик СЭТ-4ТМ. 03М ИЛГШ.411152.145 РЭ;
- паспорт на счётчик СЭТ-4ТМ. 03М ИЛГШ.411152.145 ПС;
- паспорта-протоколы;
- методика поверки.

Поверка

осуществляется по документу МП 59089-14 «Каналы измерительные системы автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электроэнергии МУП «Борисоглебская горэлектросеть». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Воронежский ЦСМ» в августе 2014 г.

Таблица 5-Основные и вспомогательные СИ, применяемые при поверке каналов измерительных АИИС КУЭ

Наименование эталонов, вспомогательных СИ	Тип	Основные требования к метрологическим характеристикам (МХ)	Цель использования
1	2	3	4
1.Термометр	ТП 22	Цена деления 1 °С в диапазоне от минус 30 до плюс 50 °С	Контроль температуры окружающей среды
2. Барометр-анероид	БАММ 1	Атм. давление 80-106 кПа Отн. погрешность ± 5%	Контроль атмосферного давления
3. Психрометр	М-4М	Класс точности 2,0	Контроль относительной влажности
4 Миллитесламетр	МПМ-2	Погрешность 7,5 %	Измерение напряженности магнитного поля
5.Измеритель показателей качества электрической энергии	Ресурс-UF2М	Класс точности 0,2 (напряжение гармоник)	Измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-97
6.Вольтамперфазометр	ПАРМА ВАФ-Т	Класс точности 0,5 Напряжение 0-460 В Ток 0-6 А Частота 45-65 Гц Фазовый угол от минус180 до 180 град.	Измерение напряжения, тока, частоты, угла сдвига фаз между напряжением и током
7. Прибор сравнения	КНТ-03	1,999 В·А; Погрешность ±0,003 В·А 19,99 В·А; Погрешность ±0,03 В·А 199,9 В·А Погрешность ±0,3 В·А	Измерение полной мощности вторичной нагрузки ТТ и ТН
8. Радиочасы	МИР РЧ-01		Использование сигнала точного времени
9. Секундомер	СОСпр-1	0-30 мин., Цена деления 0,1 с	При определении погрешности хода системных часов

Примечание - Допускается применение других СИ, обладающих требуемыми МХ

Средства поверки трансформаторов напряжения измерительных по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и (или) по ГОСТ 8.216-2011.

Средства поверки трансформаторов тока измерительных по ГОСТ 8.217-2003.

Средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных микропроцессорных типа СЭТ-4ТМ. 03М по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений содержится в документе «Учет электроэнергии и мощности на объектах. Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии МУП «Борисоглебская горэлектросеть». Методика измерений аттестована ФБУ «Воронежский ЦСМ», свидетельство об аттестации № 54/12-01.00272-2014 от 07.08.2014 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к каналам измерительным системы автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электроэнергии МУП «Борисоглебская горэлектросеть»

ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем».

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

ООО «Энергоучет»

394007, г. Воронеж, ул. Димитрова, д.2А, оф.5

тел./факс (473)242-89-81

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Воронежский ЦСМ»

394018, г. Воронеж, ул. Станкевича, д. 2

тел./факс (4732) 20-77-29 E-mail : mail@csm.vrn.ru Web: www.csm-vrn.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Воронежский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30061-10 от 20.12.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

_____ Ф.В. Булыгин

М.п.

«___»_____2014 г.