

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Воронежская ТЭЦ-1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Воронежская ТЭЦ-1 (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, двухуровневую 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 - представляет собой информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) HP DL180G6E5620, блок синхронизации часов реального времени БСЧРВ-011М (БСЧРВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение ПО «Энфорс АСКУЭ», 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 токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;
- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения, хранение измерительной информации и передача измерительной информации.

ИВК АИИС КУЭ раз в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Internet в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы. АИИС КУЭ оснащена БСЧРВ, установленным в телекоммуникационном шкафу. От БСЧРВ, подключенного к преобразователю-коммуникатору по каналу RS-232, осуществляется синхронизация ИВК и счетчиков. Время задержки коррекции часов БСЧРВ составляет 0,01 с. Сравнение часов ИВК с часами БСЧРВ производится 1 раз в 30 минут. Коррекция часов ИВК осуществляется при обнаружении расхождения с часами БСЧРВ более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизированы по времени с часами БСЧРВ, сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи (1 раз в 30 минут), коррекция часов счетчиков осуществляется при обнаружении расхождения с часами БСЧРВ более ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки.

Журналы событий счетчика электрической энергии, сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Энфорс АСКУЭ» (версия не ниже 1.6.20.64). 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. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные признаки	Значение
1	2
Идентификационное наименование модуля администратора	Enfadmin.exe
Цифровой идентификатор ПО	B80F4F4656ED3BCA2CBD6BAE501783CF
Идентификационное наименование модуля оперативного контроля	NewOpcon.exe
Цифровой идентификатор ПО	1374C5A36E8BACEFF6ADD7881DD88BEC
Идентификационное наименование модуля оперативного контроля	New_Graph_KWN.exe)
Цифровой идентификатор ПО	8EF7D6F661A2D38764E82E09A01D5
Идентификационное наименование модуля формирования отчетов	NewReports.exe
Цифровой идентификатор ПО	D2A12BAEDF77533F8B36C9B5616BC6DB
Идентификационное наименование модуля ручной обработки	Dataproц.exe
Цифровой идентификатор ПО	A321BA7E0F168D6C7D37BC806D12CBC0
Идентификационное наименование модуля ручного и автоматического ввода, данного	Medit.exe
Цифровой идентификатор ПО	0FB2E42D0CC73754FC2512F9ABFC5D7E
Идентификационное наименование модуля Модуль «Экспорт данных в Excel»	ExportToExcel_2000.exe
Цифровой идентификатор ПО	01DA6598B983CB8B62650A1652566773
Идентификационное наименование модуля экспорта-импорта данных в формате АСКП	Enf ASKP.exe
Цифровой идентификатор ПО	FCB165EA38726E2DF6DB27C525358D4A

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование модуля формирования и отправки актов перетоков электроэнергии (макет 51070 XML)	NewM51070 18.10.2011.exe
Цифровой идентификатор ПО	17248E413195CC394019F0D3FF17B087
Идентификационное наименование модуля формирования и отправки макетов 80020 в ОАО «АТС»	M80020 18.10.2011.exe
Цифровой идентификатор ПО	C4B748E115B152572D07E90B5AFE8452
Идентификационное наименование модуля формирования и отправки макета 80040 и 80050	M80050.exe
Цифровой идентификатор ПО	625F522FE1A9C85B76AA3667446CD8A4
Идентификационное наименование модуля загрузки данных из текстовых файлов	Load-DataFromTXT.exe
Цифровой идентификатор ПО	7A48D7B7BCB883B1FAB50852EBBD84C2
Идентификационное наименование модуля (Enfc_Log.exe)	Enfc_Log.exe
Цифровой идентификатор ПО	DE6529F1492B527A8768BCF6FC586D1A
Идентификационное наименование модуля настройки подключения к серверу Oracle	Ep-flogon.exe
Цифровой идентификатор ПО	6CB1DE1EF5CC2FB3B9C9C904E36B0355
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2.12.3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УССВ / сервер
1	2	3	4	5	6
1	Воронежская ТЭЦ-1, ГРУ-6,3 кВ, яч. 101, КЛ-6кВ-101 ООО "РВК-Воронеж"	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	БСЧРВ-011М / HP DL180G6E5620
2	Воронежская ТЭЦ-1, ГРУ-6,3 кВ, яч. 109, КЛ-6кВ-109 МУП "Воронежская горэлектросеть"	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	Воронежская ТЭЦ-1, ГРУ-6,3 кВ, яч. 120, КЛ- 6кВ-120 ООО "РВК-Воронеж"	ТПОФ 600/5, КТ 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	БСЧРВ-011М. / HP DL180G6E5620
4	Воронежская ТЭЦ-1, КРУ-6,3 кВ БН, яч. 2, КЛ-6кВ-2 ООО "Союзкомплект"	ТПЛ-10-У3 300/5 КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2-13 КТ 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	
5	Воронежская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 7, КВЛ- 110кВ-3	ТОГФ-110 1000/5, КТ 0,2S Рег. № 44640-11	ЗНОГ 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
6	Воронежская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ, яч. 4, КВЛ- 110кВ-4	СТИГ-110 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 49226-12	VDGW2 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 43486-09	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
7	Воронежская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ, яч. 9, КВЛ- 110кВ-5	СТИГ-110 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 49226-12	VDGW2 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 43486-09	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
8	Воронежская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 5, ВЛ- 110кВ-6	ТОГФ-110 1000/5, КТ 0,2S Рег. № 44640-11	ЗНОГ 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
9	Воронежская ТЭЦ-1, ОРУ-110 кВ, яч. 3, ВЛ- 110кВ-23	ТОГФ-110 1000/5, КТ 0,2S Рег. № 44640-11	ЗНОГ 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
10	Воронежская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ, яч. 10, КВЛ- 110кВ-24	СТИГ-110 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 49226-12	VDGW2 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Рег. № 43486-09	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
11	Воронежская ТЭЦ-1, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35кВ-3	ТВ 35-1 600/5, КТ 0,5 Рег. № 19720-00	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
12	Воронежская ТЭЦ-1, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35кВ-4	ТВ 35-1 600/5, КТ 0,5 Рег. № 19720-00	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

<p>Примечания: 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 2 метрологических характеристик. 2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов. 3 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

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1-3, 11, 12	Активная	1,2	2,9
	Реактивная	1,8	4,5
4	Активная	1,3	3,2
	Реактивная	1,8	4,5
5, 8, 9	Активная	0,8	1,2
	Реактивная	1,2	1,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с			± 5
<p>Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$ 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и при $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35 °С.</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	12
<p>Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счетчиков, °С - частота, Гц</p>	<p>от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 50</p>
<p>Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С</p>	<p>от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5_{инд.} до 1_{емк.} от -40 до +70</p>

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	СТІG-110	9
	ТВ 35-І	6
	ТОГФ-110	9
	ТПОФ	9
	ТПЛ-10	2
Трансформатор напряжения	VDGW2	2
	ЗНОГ	3
	НАМИ-35 УХЛ1	2
	НТМИ-6	2
	НТМИ-6-66	1
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.02.2-13	1
	СЭТ-4ТМ.03М	8
	СЭТ-4ТМ.03М.16	3
Блок синхронизации часов реального времени	БСЧРВ-011М	1
Основной сервер	HP DL180G6E5620	1
Автоматизированное рабочее место	АРМ	1
Документация		
Методика поверки	МП 26.51.43/06/19	1
Формуляр	ФО 26.51.43/06/19	1

Поверка

осуществляется по документу МП 26.51.43/06/19 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Воронежская ТЭЦ-1. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 05.07.2019 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящими в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы GlobalPositioningSystem (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04;
- измеритель влажности и температуры ИВТМ-7, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 15500-12;
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ-04, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. № 33750-12).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик, поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Воронежская ТЭЦ-1». МВИ 26.51.43/06/19.

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

Изготовитель

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

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, кор. 12, этаж 2, пом II, ком 9

Телефон 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»

(ФБУ «Самарский ЦСМ»)

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

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.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

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.