

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ярославских ТЭЦ в части дополнительных точек измерения (фид. №№ 23, 32 Ярославской ТЭЦ-1 и фид. № 665-3 Ярославской ТЭЦ-2)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ярославских ТЭЦ в части дополнительных точек измерения (фид. №№ 23, 32 Ярославской ТЭЦ-1 и фид. № 665-3 Ярославской ТЭЦ-2) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (далее по тексту – ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-й уровень – измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН), измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту Сч. и/или счетчики) и вторичные измерительные цепи;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее ИВКЭ) который включает в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 (Госреестр № 37288-08), устройство синхронизации системного времени (УССВ) 35-HVS, технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), который включает в себя сервер сбора и хранения баз данных (далее по тексту – сервер), автоматизированные рабочие места администратора и оператора (далее по тексту – АРМ), технические средства приема-передачи данных, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства обеспечения питания технологического оборудования, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

В качестве сервера используется компьютер на базе серверной платформы HP ProLiant ML370R G4 с установленным программным обеспечением «АльфаЦЕНТР»;

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- выполнение измерений 30-мин. приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- хранение данных об измеренных величинах в стандартной базе данных в течение 3,5 лет;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- передача результатов измерений заинтересованным сторонам;

- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений по запросу со стороны программно-аппаратного комплекса Коммерческого оператора (ПАК КО);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ).

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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 входы УСПД уровня ИВКЭ, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

СБД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет сбор, обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в ПАК КО ОАО «АТС», и другим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВКЭ входит устройство синхронизации времени (УСВ) на основе приемника GPS типа 35-HVS. СОЕВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов УСПД, при превышении порога ± 2 с происходит коррекция часов УСПД. Часы сервера синхронизируются при каждом сеансе связи сервер - УСПД, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее ± 2 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и УСПД более чем на ± 2 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Основная среднесуточная погрешность счетчиков по времени согласно описанию типа $\pm 0,5$ с, а с учетом температурной составляющей – $\pm 1,5$ с.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения входит:

- операционная система MS Windows Server 2003;
- система управления базами данных MS Windows SQL Server;
- программное обеспечение «АльфаЦЕНТР»;

Состав программного обеспечения «АльфаЦЕНТР» приведён в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационное наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование файла программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
ПО «АльфаЦЕНТР»	Версия 12.01	3e736b7f3808 63f44cc8e6f7 bd211c54	ac_metrology.dll	MD5

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерения электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электроэнергии, а также разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

ПО "АльфаЦЕНТР" не влияет на метрологические характеристики системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительно-информационных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК			УСПД	Сервер	Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Ярославская ТЭЦ-1 РУ-6 кВ фид 23	ТПОЛ-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Зав. № 1595; 1615 Госреестр № 1261-59	НОЛ.08 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Зав. № 109; 506; 11326; 11583; 11375; 11820 Госреестр № 3345-72	ЕА05RL-B-4 кл.т 0,5S/1 Зав. № 01135032 Госреестр № 16666-97	RTU325 Госреестр №37288-08 Зав. № 1564	HP Proliant ML370R G4	Активная, Реактивная
2	Ярославская ТЭЦ-1 РУ-6 кВ фид 32	ТПФМ-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Зав. № 94181 94087; Госреестр № 814-53	НОМ-6-77 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Зав. № 1211; 1250; 1253; 1239 Госреестр № 17158-98	ЕА05RL-B-4 кл.т 0,5S/1 Зав. № 01135023 Госреестр № 16666-97			Активная, Реактивная

3	Ярославская ТЭЦ-2 РУ-6 кВ фид 665-3	ТЛО-10 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав.№ 14-26770; Зав.№ 14-26771 Госреестр № 25433-11	НТМИ-6-65 Кл. т. 0,5 Ктн: 6000/100 Зав.№:1707; 5075; 4997; 3658; 3875; 304 Госреестр № 831-53	ЕА05RL-B-4 кл.т 0,5S/1 Зав. № 01135101 Госреестр № 16666-97	RTU325 Госр. №37288-08 Зав. № 1563	Активная, Реактивная
---	--	--	--	--	--	-------------------------

Таблица 3

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %					
Номер ИК	cos φ	$d_{1(2)}\%,$ $I_{1(2)}\% I_{изм} < I_5 \%$	$d_5\%,$ $I_5\% I_{изм} < I_{20}\%$	$d_{20}\%,$ $I_{20}\% I_{изм} < I_{100}\%$	$d_{100}\%,$ $I_{100}\% I_{изм} < I_{120}\%$
1 - 2 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	± 2,6	± 1,7	± 1,6	± 1,6
	0,9	± 3,0	± 2,0	± 1,7	± 1,7
	0,8	± 3,5	± 2,3	± 1,9	± 1,9
	0,7	± 4,1	± 2,7	± 2,1	± 2,1
	0,5	± 5,9	± 3,7	± 2,8	± 2,8
3 (Сч. 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	± 2,0	± 1,5	± 1,5	± 1,5
	0,9	± 2,1	± 1,6	± 1,5	± 1,5
	0,8	± 2,2	± 1,7	± 1,6	± 1,6
	0,7	± 2,4	± 1,9	± 1,7	± 1,7
	0,5	± 2,9	± 2,4	± 2,0	± 2,0
Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %					
Номер ИК	cos φ	$d_{1(2)}\%,$ $I_{1(2)}\% I_{изм} < I_5 \%$	$d_5\%,$ $I_5\% I_{изм} < I_{20}\%$	$d_{20}\%,$ $I_{20}\% I_{изм} < I_{100}\%$	$d_{100}\%,$ $I_{100}\% I_{изм} < I_{120}\%$
1 - 2 (Сч. 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	± 14,5	± 5,5	± 3,7	± 3,5
	0,8	± 10,9	± 4,4	± 3,1	± 2,9
	0,7	± 9,4	± 3,9	± 2,8	± 2,8
	0,5	± 8,0	± 3,5	± 2,6	± 2,6
3 (Сч. 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	± 13,3	± 4,7	± 3,1	± 2,9
	0,8	± 10,2	± 3,9	± 2,8	± 2,6
	0,7	± 8,9	± 3,6	± 2,6	± 2,6
	0,5	± 7,7	± 3,3	± 2,5	± 2,5

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Примечания:

1 Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
- сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,9$ инд;
- температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С.

4 Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$;
- сила тока от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$;
- температура окружающей среды:

- для счетчиков электроэнергии от плюс 15 до плюс 25 °С;
- для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
- для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

5 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии многофункциональных ЕА05RL-B-4 по ГОСТ Р 52323-2005 (ГОСТ 30206-94) в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 52425-2005 (ГОСТ 26035-83) в режиме измерения реактивной электроэнергии.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчиков электрической энергии многофункциональных ЕА05RL-B-4 – среднее время наработки на отказ не менее 80000 часов;
- УСПД RTU325-E1-256 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- УСВ-2 – не менее 40 000 часов.
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее 23612 часов.

Среднее время восстановления (Тв), при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часов;
- для УСПД $T_v \leq 1$ час;
- для сервера $T_v \leq 1$ часов.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСПД, сервере;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции шкалы времени счетчике.

Наличие фиксации в журнале событий УСПД следующих событий:

- фактов параметрирования;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции шкалы времени в счетчике и УСПД.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);

- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электрической энергии многофункциональные ЕА05RL-B-4– профиль мощности при времени интегрирования 30 мин. – 67 суток;
- УСПД RTU325-E1-256 – график приращений энергии за интервал 30 мин. – 45 суток, при отключении питания – не менее 3 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта-формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока (Госреестр 814-53)	ТПФМ-10	2
Трансформатор тока (Госреестр 1261-59)	ТПОЛ-10	2
Трансформатор тока (Госреестр 25433-11)	ТЛО-10	2
Трансформатор напряжения (3345-72)	НОЛ.08	6
Трансформатор напряжения (17158-98)	НОМ-6-77	4
Трансформатор напряжения (831-53)	НТМИ-6	6
Счётчик электрической энергии многофункциональные (Госреестр 16666-97)	ЕА05RL-B-4	3
УСПД (Госреестр № 37288-08)	RTU325-E1-256-M3-B4	2
Устройство синхронизации времени	35-HVS	1
Сервер	HP ProLiant ML370R G4	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Паспорт-Формуляр	ПКФР.411711.002.ФО	1
Методика поверки	МП 1976/550-2014	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1976/550-2014 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ярославских ТЭЦ в части дополнительных точек измерения (фид. №№ 23, 32 Ярославской ТЭЦ-1 и фид. № 665-3 Ярославской ТЭЦ-2). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 12 ноября 2014 года.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- для трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- для счётчиков электрической энергии многофункциональных ЕвроАльфа– в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные "ЕвроАЛЬФА". Методика поверки» ДЯИМ.411152.018 МП;
- для УСПД RTU-325 – по документу «Устройства сбора и передача данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005МП» утвержденному ГСИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: ««Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием систем автоматизированных информационно-измерительных коммерческого учета электроэнергии ГУ ОАО «ТГК-2» по ЯО» с изменением № 1, 2, 3. Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 993/446-01.00229-2012 от 29.03.2012 года.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

- 1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
- 2 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- 3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- 5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
- 6 ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
- 7 ГОСТ 31819.23-2012 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.

Изготовитель

Главное управление ГУ ОАО «Территориальная генерирующая компания №2» по Верхневолжскому региону
(ГУ ОАО «ТГК-2» по ВВР), г. Ярославль
Адрес: 150040, г. Ярославль, пр. Октября, 42
Телефон: (4852) 58-61-02

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений
Федеральное бюджетное учреждение "Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в г.Москве" (ГЦИ СИ ФБУ "Ростест-Москва")
117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д.31
Тел. (495) 544-00-00; <http://www.rostest.ru>
Аттестат аккредитации по проведению испытаний средств измерений
в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2015 г.