

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ярославской ТЭЦ-3

#### Назначение средств измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ярославской ТЭЦ-3 (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

#### Описание средств измерений

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

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-ый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) класса точности 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа ЕвроАльфа класса точности 0,5S в части активной электроэнергии (по ГОСТ Р 52323-2005), класса точности 1,0 в части реактивной электроэнергии (по ГОСТ Р 52425-2005), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), реализован на базе устройства сбора и передачи данных (далее по тексту – УСПД) RTU-325 (Госреестр № 37288-08) выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень Центра сбора данных АИИС КУЭ. ИВКЭ содержит программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «АльфаЦЕНТР»;

3-ий уровень – измерительно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), реализованный на базе серверного оборудования (Сервер HP Proliant ML370R G4). ИВК содержит сервер базы данных (далее по тексту – СБД), программное обеспечение основного сервера управления «Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР» (далее по тексту – ИВК «АльфаЦЕНТР») (Госреестр № 44595-10), автоматизированное рабочее место оператора (далее по тексту – АРМ), каналы сбора данных с уровня ИВКЭ, каналы передачи данных субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех измерительных каналах;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в заинтересованные организации;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка 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 счетчиков электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

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.

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  $\pm 2$  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  $\pm 2$  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  $\pm 2$  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  $\pm 5$  с/сут.

## Программное обеспечение

Уровень ИВК Центра сбора данных содержит ПО «АльфаЦЕНТР». С помощью ПО «АльфаЦЕНТР» решаются задачи коммерческого многотарифного учета электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов, автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификационное наименование файла ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	Версия 12	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54	ac_metrology.dll	MD5

ПО ИВК «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ярославской ТЭЦ-3.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 нормированы с учетом ПО.

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

### Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней ИК системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ярославской ТЭЦ-3 приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование объекта	Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
136.1	Ярославская ТЭЦ-3, ОВВ 110 кВ	ТВИ-110 кл.т 0,5S Ктт = 1000/5 Зав. № 391; 400; 382 Госреестр № 30559-05	ЗНГ-110 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 729; 732; 730; 733; 731; 734 Госреестр № 41794-09	EA05RAL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01134997 Госреестр № 16666-97	RTU-325 Зав. № 2103 Госреестр № 37288-08	активная реактивная
141.1	Ярославская ТЭЦ-3, ВЛ-110 кВ Ярославская-2	ТВИ-110 кл.т 0,5S Ктт = 1000/5 Зав. № 383; 386; 389 Госреестр № 30559-05	ЗНГ-110 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 732; 733; 734 Госреестр № 41794-09	EA05RAL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01134958 Госреестр № 16666-97		активная реактивная
142.1	Ярославская ТЭЦ-3, ВЛ-110 кВ Ярославская-3	ТВИ-110 кл.т 0,5S Ктт = 1000/5 Зав. № 390; 394; 396 Госреестр № 30559-05	ЗНГ-110 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 729; 730; 731 Госреестр № 41794-09	EA05RAL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01134969 Госреестр № 16666-97		активная реактивная
149.1	Ярославская ТЭЦ-3, ВЛ-110 кВ Ярославская-1	ТВИ-110 кл.т 0,5S Ктт = 1000/5 Зав. № 405; 406; 407 Госреестр № 30559-05	ЗНГ-110 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 729; 730; 731 Госреестр № 41794-09	EA05RAL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01134992 Госреестр № 16666-07		активная реактивная
150.1	Ярославская ТЭЦ-3, ВЛ-110 кВ Пионерская	ТВИ-110 кл.т 0,5S Ктт = 1000/5 Зав. № 380; 381; 385 Госреестр № 30559-05	ЗНГ-110 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 729; 730; 731 Госреестр № 41794-09	EA05RAL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01134987 Госреестр № 16666-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
151.1	Ярославская ТЭЦ-3, ВЛ-110 кВ Комсомольская	ТВИ-110 кл.т 0,5S КТТ = 1000/5 Зав. № 393; 397; 399 Госреестр № 30559-05	ЗНГ-110 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 732; 733; 734 Госреестр № 41794-09	EA05RAL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01134978 Госреестр № 16666-07	RTU-325 Зав. № 2103 Госреестр № 37288-08	активная реактив- ная
152.1	Ярославская ТЭЦ-3, ВЛ-110 кВ Перекопская	ТВИ-110 кл.т 0,5S КТТ = 1000/5 Зав. № 388; 395; 398 Госреестр № 30559-05	ЗНГ-110 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 729; 730; 731 Госреестр № 41794-09	EA05RAL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01134961 Госреестр № 16666-07		активная реактив- ная
153.1	Ярославская ТЭЦ-3, ВЛ-110 кВ Фрунзенская-1	ТВИ-110 кл.т 0,5S КТТ = 1000/5 Зав. № 402; 404; 401 Госреестр № 30559-05	ЗНГ-110 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 729; 730; 731 Госреестр № 41794-09	EA05RAL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01134983 Госреестр № 16666-07		активная реактив- ная
154.1	Ярославская ТЭЦ-3, ВЛ-110 кВ Фрунзенская-2	ТВИ-110 кл.т 0,5S КТТ = 1000/5 Зав. № 408; 409; 403 Госреестр № 30559-05	ЗНГ-110 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 732; 733; 734 Госреестр № 41794-09	EA05RAL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01134982 Госреестр № 16666-07		активная реактив- ная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	cos φ	$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_5\%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
136.1, 141.1, 142.1, 149.1, 150.1, 151.1, 152.1, 153.1, 154.1  (Сч. 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	±2,0	±1,1	±0,9	±0,9
	0,9	±2,5	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±3,0	±1,6	±1,2	±1,2
	0,7	±3,6	±2,0	±1,4	±1,4
	0,5	±5,4	±2,9	±2,0	±2,0
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	cos φ	$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_5\%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
136.1, 141.1, 142.1, 149.1, 150.1, 151.1, 152.1, 153.1, 154.1  (Сч. 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,9	±6,4	±3,6	±2,7	±2,4
	0,8	±4,5	±2,7	±1,9	±1,9
	0,7	±3,7	±2,4	±1,6	±1,6
	0,5	±2,9	±2,1	±1,4	±1,4

Продолжение таблицы 3

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	cos φ	$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_5\%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
136.1, 141.1, 142.1, 149.1, 150.1, 151.1, 152.1, 153.1, 154.1  (Сч. 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	±2,4	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,8	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±3,2	±2,0	±1,7	±1,7
	0,7	±3,8	±2,4	±1,9	±1,9
	0,5	±5,6	±3,3	±2,4	±2,4
Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	cos φ	$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_5\%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
136.1, 141.1, 142.1, 149.1, 150.1, 151.1, 152.1, 153.1, 154.1  (Сч. 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,9	±7,3	±5,0	±4,5	±4,1
	0,8	±5,7	±4,4	±3,7	±3,7
	0,7	±5,0	±4,1	±3,5	±3,5
	0,5	±4,3	±3,8	±3,4	±3,4

Примечания:

1 Погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi=1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi<1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .

2 Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

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

4 Нормальные условия эксплуатации :

- параметры сети: диапазон напряжения - от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ; диапазон силы тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos\varphi=0,9$  инд; частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;

- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус  $40^\circ\text{C}$  до плюс  $50^\circ\text{C}$ ; счетчиков - от плюс  $18^\circ\text{C}$  до плюс  $25^\circ\text{C}$ ; ИВКЭ - от плюс  $10^\circ\text{C}$  до плюс  $30^\circ\text{C}$ ; ИВК - от плюс  $10^\circ\text{C}$  до плюс  $30^\circ\text{C}$ ;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более  $0,05$  мТл.

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - от  $0,9 \cdot U_{н1}$  до  $1,1 \cdot U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока – от  $0,01 I_{н1}$  до  $1,2 I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) – от  $0,5$  до  $1,0$  ( $0,4 \div 0,9$ ); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус  $30^\circ\text{C}$  до плюс  $35^\circ\text{C}$ .

для электросчетчиков:

- для счётчиков электроэнергии "ЕвроАЛЬФА" от минус  $40^\circ\text{C}$  до плюс  $65^\circ\text{C}$ ;

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$ ;

- сила тока от  $0,01 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$  для ИК № 1 – 9; частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более  $0,5$  мТл.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в Ярославской ТЭЦ-3 порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики электроэнергии "ЕвроАЛЬФА" – среднее время наработки на отказ не менее 80000 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- УСВ – среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее 23612 часа;
- ИВК «АльфаЦЕНТР» - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчиков  $T_v \leq 2$  часа;
- для УСПД  $T_v \leq 1$  час;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют возможность пломбирования;
- на счетчики предусмотрена возможность пломбирования крышки зажимов и откидывающейся прозрачной крышки на лицевой панели счетчиков;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, серверах, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и разграничение прав доступа;
- защита результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).

Наличие фиксации в журнале событий счетчиков следующих событий:

- фактов параметрирования счетчиков;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции шкалы времени.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- серверах, АРМ (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии "ЕвроАЛЬФА" – до 30 лет при отсутствии питания;
- УСПД – Хранение данных при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 5 лет.

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

### **Комплектность средств измерений**

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение (Тип)	Кол-во, шт.
1	2	3
1 Трансформатор тока	ТВИ-110	27

Продолжение таблицы 4

1	2	3
2 Трансформатор напряжения	ЗНГ-110	6
3 Счётчик электрической энергии	EA05RAL-B-4	9
4 Устройство сбора и передачи данных	RTU325-E1-256-M3-B4-Q-i2-G	1
5 Специализированное программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
6 Сервер базы данных	Сервер HP Proliant ML370R G4	1
7 Устройство синхронизации времени	35-HVS	1
8 Формуляр-Паспорт	ПРКФ.411711.001.ПМ.М	1
9 Методика поверки	МП 1797/550-2014	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 1797/550-2014 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ярославской ТЭЦ-3 . Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в марте 2014 года.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- для трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2919-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики ЕвроАльфа– в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные "ЕвроАЛЬФА". Методика поверки» ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2012 г.;
- 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 именением № 1, 2. Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 993/446-01.00229-2012 от 29.03.2012 года.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ярославской ТЭЦ-3

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**

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

#### **Изготовитель**

ОАО «Территориальная генерирующая компания № 2»

Адрес: 150040, г. Ярославль, пр. Октября, 42

Тел.: (4852) 58-61-02

#### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.: 8(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11

Факс: (499) 124-99-96

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 года.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2014 г.