

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Кольчугцветмет»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Кольчугцветмет» (далее – АИИС КУЭ ЗАО «Кольчугцветмет») предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной (переданной) отдельными технологическими объектами ЗАО «Кольчугцветмет»; сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ЗАО «Кольчугцветмет» представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ ЗАО «Кольчугцветмет» решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, среднеинтервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных 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.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ ЗАО «Кольчугцветмет»;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ЗАО «Кольчугцветмет»;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ ЗАО «Кольчугцветмет» (коррекция времени).

АИИС КУЭ ЗАО «Кольчугцветмет» представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ ЗАО «Кольчугцветмет» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики Альфа А1800 класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU 327L, устройство синхронизации системного времени УССВ-16HVS, каналообразующую аппаратуру и технические

средства обеспечения электропитания; и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают в счетчик 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. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по линиям связи на третий уровень системы (сервер БД).

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии и измерительно-вычислительный комплекс учета электроэнергии ЗАО «Энергопромышленная компания» (регистрационный № 52065-12) осуществляется от сервера БД, через сеть интернет в виде сообщений электронной почты.

АИИС КУЭ ЗАО «Кольчугцветмет» оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя источник сигналов эталонного времени - устройство синхронизации системного времени УССВ-16HVS на базе GPS-приемника, входящее в состав ИВКЭ и подключенное к УСПД, таймеры УСПД, сервера БД и счетчиков. Измерение времени происходит автоматически, внутренними часами УСПД, счетчиков ИИК, сервера ИВК.

Часы УСПД синхронизированы с временем УССВ-16HVS, погрешность синхронизации не более ± 1 с, сличение производится один раз в час. Сличение времени сервера АИИС КУЭ со временем УСПД выполняется с периодичностью 3 мин., корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД ± 2 с. УСПД осуществляет коррекцию времени счетчиков. Сличение времени счетчиков с временем УСПД осуществляется с периодичностью 1 раз в 3 мин. Коррекция времени счетчика выполняется при достижении допустимого рассогласования с временем УСПД на ± 2 с. Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», регистрационный № 44595-10. ПО «АльфаЦЕНТР» имеет архитектуру клиент-сервер и состоит из основных компонентов, указанных в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» 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

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
«Альфа Центр» АС_SE_Стандарт версии 12.06.01 №8330	ac_metrology.dll	12.1.0.0	3e736b7f380863f44cc8 e6f7bd211c54	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ЗАО «Кольчугцветмет» и их основные метрологические характеристики

Наименование объекта и номер точки измерений	Состав 1 и 2 уровней				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
01	ТЭЦ Фидер 6 кВ №7	ТПОЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП.4-6 6000/√3/ 100/√3 Кл. т. 0,2	A1805RAL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU 327L	Актив-ная	±1,0	±3,1
02	ТЭЦ Фидер 6 кВ №17	ТПОЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5		A1805RAL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0				
03	ТЭЦ Фидер 6 кВ №20	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП.4-6 6000/√3/ 100/√3 Кл. т. 0,2	A1805RAL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0		Актив-ная	±1,1	±3,2
04	ТЭЦ Ввод 6 кВ №2 (615)	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5	НОЛП-6 6000/100 Кл. т. 0,5	A1805RAL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0		Реактив-ная	±2,7	±5,5
05	ТЭЦ Фидер 6 кВ №31	ТПЛ-10-М 150/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП.4-6 6000/√3/ 100/√3 Кл. т. 0,2	A1805RAL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0		Актив-ная	±1,0	±3,1
06	ТЭЦ Ввод 6 кВ №1 (607)	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5	НОЛП-6 6000/100 Кл. т. 0,5	A1805RAL-P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0		Реактив-ная	±2,4	±5,4
						Актив-ная	±1,1	±3,2
						Реактив-ная	±2,7	±5,5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9			
29	РУЛ-2. РУ 6 кВ Ввод 6 кВ №1 (629)	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП.4-6 6000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2	A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU 327L	Актив- ная	±1,0	±3,8			
30	РУЛ-2. РУ 6 кВ Ввод 6 кВ №2 (627)	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП.4-6 6000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2	A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0							
31	РУЛ-2. РУ 6 кВ СМВ-2	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5		A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0							
32	РП-8. РУ 6 кВ Фидер 6 кВ №4	ТПЛ-10-М 200/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП.4-6 6000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2	A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0					Реак- тивная	±2,4	±6,5
33	РП-8. РУ 6 кВ Ввод 6 кВ №1 (634)	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5		A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0							
34	РП-8. РУ 6 кВ Фидер 6 кВ №7	ТПЛ-10-М 200/5 Кл. т. 0,5		A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0							
35	РП-8. РУ 6 кВ Фидер 6 кВ №16	ТПЛ-10-М 200/5 Кл. т. 0,5		A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0							
36	РП-8. РУ 6 кВ Фидер 6 кВ №17	ТПЛ-10-М 200/5 Кл. т. 0,5		A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0							
37	РП-8. РУ 6 кВ Ввод 6 кВ №2 (636)	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5	A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0								
38	РУТ-2. РУ 6 кВ Ввод 6 кВ №1 (604)	ТПЛ-10-М 400/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП.4-6 6000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2	A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0							
39	РУТ-2. РУ 6 кВ Фидер 6 кВ №9	ТПЛ-10-М 150/5 Кл. т. 0,5		A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0							

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
40	РУТ-2. РУ 6 кВ Фидер 6 кВ №12	ТПЛ-10-М 100/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП.4-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2	A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU 327L	Актив- ная	±1,0	±3,8
41	РУТ-1. РУ 6 кВ Ввод 6 кВ №2 (604)	ТПЛ-10-М 800/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП.4-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2	A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0				
42	ПС-2. РУ 6 кВ Ввод 6 кВ №1 (610)	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП.4-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2	A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0				
43	ПС-2. РУ 6 кВ Ввод 6 кВ №2 (616)	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП.4-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2	A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0				
44	ПЕКША. РУ 6 кВ Ввод 6 кВ №1 (610)	ТПОЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП.4-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2	A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0				
45	РУТ-4. РУ 6 кВ Ввод 6 кВ №1 (623)	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП.4-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2	A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0				
46	РУТ-4. РУ 6 кВ Ввод 6 кВ №2 (621)	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП.4-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2	A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0				
47	РУЛ-1. РУ 6 кВ Ввод 6 кВ №1 (630)	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП.4-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2	A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0				
48	РУЛ-1. РУ 6 кВ Ввод 6 кВ №2 (628)	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП.4-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2	A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0				
49	КРУК-1. РУ 6 кВ Ввод 6 кВ №1 (631)	ТПЛ-10-М 600/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП.4-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2	A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0				
50	РП-6. РУ 6 кВ Ввод 6 кВ №1 (635)	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП.4-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2	A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0				
51	РП-6. РУ 6 кВ Ввод 6 кВ №2 (633)	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП.4-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2	A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0				
52	МОСС. РУ 6 кВ Фидер 6 кВ №14	ТПЛ-10-М 150/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП.4-6 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2	A1805RAL-P4GB- DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0				

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
53	ТК №13 Фидер 0,4 кВ №16	ТШП-0,66 600/5 Кл. т. 0,5	-	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU 327L	Актив- ная	±1,0	±3,7
						Реак- тивная	±2,3	±6,5
54	ТК №2 Фидер 0,4 кВ №1	ТШП-0,66 1000/5 Кл. т. 0,5	-	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0		Актив- ная	±1,0	±3,1
						Реак- тивная	±2,3	±5,4
55	ТК №11 Фидер 0,4 кВ №2	ТШП-0,66 1000/5 Кл. т. 0,5	-	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0		Актив- ная	±1,0	±3,7
						Реак- тивная	±2,3	±6,5
56	РУ 0,4 кВ РММ Фидер 0,4 кВ №15	ТШП-0,66 300/5 Кл. т. 0,5	-	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0		Актив- ная	±1,0	±3,7
					Реак- тивная	±2,3	±6,5	
57	КТП-5 Ввод 0,4 кВ №1	ТШП-0,66 1000/5 Кл. т. 0,5	-	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0	Актив- ная	±1,0	±3,1	
					Реак- тивная	±2,3	±5,4	
58	КТП-5 Ввод 0,4 кВ №2	ТШП-0,66 1000/5 Кл. т. 0,5	-	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0	Актив- ная	±1,0	±3,1	
					Реак- тивная	±2,3	±5,4	
59	РУТ-3. РУ 0,4 кВ Фидер 0,4 кВ №8	ТШП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5	-	A1805RL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0	Актив- ная	±1,0	±3,1	
					Реак- тивная	±2,3	±5,4	

Примечание

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Нормальные условия:
параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) $U_{ном}$; ток (1 - 1,2) $I_{ном}$, $\cos\phi = 0,9$ инд.;
температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
4. Рабочие условия:
параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{ном}$; ток (0,05 - 1,2) $I_{ном}$;
допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70 °С, для счетчиков от минус 40 до плюс 70 °С; для УСПД от минус 10 до плюс 55 °С; для сервера от плюс 15 до плюс 35 °С;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для $I=0,05 I_{ном}$ $\cos\phi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 30 до плюс 40 °С (от 10 до 35 °С для точек измерений № 1 – 6, 54, 55, 59).
6. 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. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ЗАО «Кольчугцветмет» как его неотъемлемая часть.
7. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик - среднее время наработки на отказ не менее 120000 ч, среднее время восстановления работоспособности не более 24 ч;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 24$ ч;
- ИВК - коэффициент готовности – не менее 0,99; среднее время восстановления работоспособности не более 1 ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и со-товой связи;

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - выключение и включение УСПД;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчик;
 - УСПД;
 - сервер.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерения приращений электроэнергии на интервалах 3 мин; 30 мин; 1 сутки (функция автоматизирована);
- сбор результатов измерений – не реже 1 раза в сутки (функция автоматизирована).

на).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35

суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 30 лет;

- УСПД - суточные приращения активной и реактивной электроэнергии по каждой точке измерений не менее 60 суток; хранение информации при отключении питания не менее 5 лет;
- сервер БД - 30-минутные приращения активной и реактивной электроэнергии по всем точкам измерений не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ ЗАО «Кольчугцветмет».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ЗАО «Кольчугцветмет» соответствует паспорту-формуляру № ЭПК541/10-1.ФО, в котором приведен полный перечень измерительных, связующих и вычислительных компонентов, образующих каждый измерительный канал.

В комплект поставки входит техническая и эксплуатационная документация на систему и на комплектующие средства измерений, методика поверки «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Кольчугцветмет». Измерительные каналы. Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу МП 54822-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Кольчугцветмет». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» «8» июля 2013 г.

Средства поверки измерительных компонентов:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков А1800 – по методике поверки «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011г. и документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2012г.;
- УСПД «RTU 327L» — по документу «Устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327L. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП».

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Кольчугцветмет» № ЭПК541/10-1.ФО.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ЗАО «Кольчугцветмет»

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

Изготовитель

ЗАО «Энергопромышленная компания»
Адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, 96-В
Тел./факс: (343) 251-19-96
Электронная почта: eic@eic.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»
Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46
Тел.: (495) 437 55 77
Факс: (495) 437 56 66
Электронная почта: office@vniims.ru
Аттестат аккредитации – зарегистрированный в Государственном реестре средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 года.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

«___»_____2013 г.

М.п.