



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 48659

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Учалинский ГОК"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР ЭПК378/08

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО "Энергопромышленная компания", г. Екатеринбург

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51681-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 51681-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **08 ноября 2012 г. № 982**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 007303

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Учалинский ГОК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Учалинский ГОК» (далее АИИС КУЭ ОАО «Учалинский ГОК») предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «Учалинский ГОК»; сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ОАО «Учалинский ГОК» представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ ОАО «Учалинский ГОК» решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- 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 хранящихся в АИИС КУЭ ОАО «Учалинский ГОК» 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 ОАО «Учалинский ГОК»;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ОАО «Учалинский ГОК»;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ ОАО «Учалинский ГОК» (коррекция времени).

АИИС КУЭ ОАО «Учалинский ГОК» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 и 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики Альфа А1800 класса точности 0,5S по ГОСТ Р ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ 26035-83 для реактивной электроэнергии, счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии указанных в таблице 2 (44 точки измерения).

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325L, устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и 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.

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.

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» осуществляется от сервера БД, через сеть интернет в виде сообщений электронной почты.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов спутникового времени, таймеры УСПД, сервера БД и счетчиков. Время УССВ синхронизировано со временем УСПД, коррекция времени УСПД происходит 1 раз в час допустимое рассогласование УСПД от времени УССВ ± 2 с. Сличение времени сервера по таймеру УСПД происходит каждые 30 минут. Коррекция времени сервера по времени УСПД происходит при достижении допустимого рассогласования. Сличение времени счетчиков со временем УСПД происходит каждые 3 мин, корректировка времени счетчиков происходит при расхождении со временем УСПД ± 2 с, но не более 1 раза в сутки. Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Учалинский ГОК» используется ИВК «АльфаЦЕНТР», а именно ПО «АльфаЦЕНТР», регистрационный № 44595-10. ПО «АльфаЦЕНТР» имеет архитектуру клиент-сервер и состоит из основных компонентов, указанных в таблице 1. ИВК «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Уровень защиты программного обеспечения, используемого в АИИС КУЭ ОАО «Учалинский ГОК», от непреднамеренных и преднамеренных изменений – С (в соответствии с МИ 3286-2010).

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Альфа Центр Версии 12.1.0.0	Метрологически значимая часть ПО ac_metrology.dll	12.1.0.0	3e736b7f380863f4 4cc8e6f7bd211c54	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО «Учалинский ГОК» и их основные метрологические характеристики

Наименование объекта и номер точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
1	ПС-4 «ГПП» 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.26	ТПОЛ-10 1500/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU-325L /HP Proliant ML 110	Активная, реактивная	±1,1 ±2,7	±3,3 ±5,7
2	ПС-4 «ГПП» 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.29	ТПОЛ-10 1500/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
3	ПС-4 «ГПП» 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.17	ТПЛ-10 150/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
4	ПС-4 «ГПП» 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.10	ТПОЛ-10 800/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
5	ПС-4 «ГПП» 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.32	ТПОЛ-10 1500/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				

Продолжение таблицы 2

Наименование объекта и номер точки измерений		Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
6	ПС-4 «ГПП» 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.30	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU-325L /HP Proliant ML 110	Активная, реактивная	±1,1 ±2,7	±3,3 ±5,7
7	ПС-4 «ГПП» 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.15	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
8	ПС-4 «ГПП» 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.24	ТПОЛ-10 1500/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
9	ПС-4 «ГПП» 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.36	ТПОЛ-10 1500/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
10	ПС-4 «ГПП» 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.33	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
11	ПС-4 «ГПП» 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.18	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
12	ПС «Шахта» 110/6 кВ, ВЛ-110 «Учалы-Шахта» ввод №1 110 кВ	ТФЗМ-110Б-IV 600/5 Кл.т. 0,5/	НКФ-110-83 У1 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	A1805RL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0				

Продолжение таблицы 2

Наименование объекта и номер точки измерений		Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
13	ПС «Шахта» 110/6 кВ, ВЛ-110 «Иремель-Шахта» ввод №2 110 кВ	ТФЗМ-110Б-IV 600/5 Кл.т. 0,5	НКФ-110-83 У1 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	A1805RL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU-325L /HP Proliant ML 110	Актив- ная, реак- тивная	±1,1 ±2,7	±3,3 ±5,3
14	ПС-59 «Горняк» 35/6 кВ, ввод 35 кВ Т2	ТФЗМ-35М 200/5 Кл.т. 0,5	ЗНОМ-35-65 35000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	A1805RL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0				
15	ПС-59 «Горняк» 35/6 кВ, ввод 35 кВ Т1	ТФЗМ-35М 200/5 Кл.т. 0,5	ЗНОМ-35-65 У1 35000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	A1805RL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0				
16	ПС-3 «Учалы-110» 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.15	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0		Актив- ная, реак- тивная	±1,1 ±2,7	±3,3 ±5,7
17	ПС-3 «Учалы-110» 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.8	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
18	ПС-3 «Учалы-110» 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.36	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
19	ПС-3 «Учалы-110» 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.2	ТПОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				

Продолжение таблицы 2

Наименование объекта и номер точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
20	ПС-3 «Учалы-110» 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.22	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU-325L /HP Proliant ML 110	Активная, реактивная	±1,1 ±2,7	±3,3 ±5,7
21	ПС-3 «Учалы-110» 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.28	ТПЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
22	ПС-3 «Учалы-110» 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.31	ТПОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
23	ПС-3 «Учалы-110» 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.23	ТПЛ-10 200/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
24	ПС-3 «Учалы-110» 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.16	ТПЛ-10 200/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
25	ПС-3 «Учалы-110» 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.7	ТПОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
26	ПС-3 «Учалы-110» 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.5	ТПЛ-10 150/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
27	ПС-3 «Учалы-110» 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.29	ТПЛ-10 150/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				

Продолжение таблицы 2

Наименование объекта и номер точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
28	ПС «Юлдашево» 35/6 кВ, ввод 35 кВ Т1	ТФЗМ-35Б 200/5 Кл.т. 0,5	ЗНОМ-35-65 35000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU-325L /HP Proliant ML 110	Активная, реактивная	±1,1 ±2,7	±3,3 ±5,3
29	ПС «Юлдашево» 35/6 кВ, ввод 35 кВ Т2	ТФН-35М 200/5 Кл.т. 0,5	ЗНОМ-35-65 35000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0				
30	ПС «Горняк» 35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.23	ТПЛ-10 100/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т. 0,5	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0				
31	ПС «Горняк» 35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.21	ТПЛ-10 50/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т. 0,5	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0				
32	ПС «Горняк» 35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.19	ТПЛ-10 50/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т. 0,5	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0				
33	ПС «Горняк» 35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.11	ТПЛ-10 50/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т. 0,5	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0				
34	ПС «Горняк» 35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.9	ТПЛ-10 75/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т. 0,5	A1805RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0				

Продолжение таблицы 2

Продолжение таблицы 1 На- именование объ- екта и номер точки измере- ний		Состав измерительного канала				Вид электро- энергии	Метрологиче- ские характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/ Сервер		Основная по- грешность, %	Погрешность в рабочих усло- виях, %
35	ПС-8 «Межо- зерная» 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч 27	ТПЛ-10 50/5 Кл.т. 0,5 ТПЛМ-10 50/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU-325L /HP Proliant ML 110	Актив- ная, реак- тивная	±1,1 ±2,7	±3,3 ±5,7
36	ПС-8 «Межо- зерная» 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч .3	ТПЛ-10 100/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
37	ПС-8 «Межо- зерная» 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.14	ТПЛ-10 50/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
38	ПС-8 «Межо- зерная» 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.28	ТПЛ-10 100/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
39	ПС-8 «Межо- зерная» 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.8	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
40	ПС-8 «Межо- зерная» 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.24	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				
41	ПС-8 «Межо- зерная» 110/35/6 кВ, ВЛ-35 кВ «Межозер- ная- Молодежная- 1»	ТФНД-35М 150/5 Кл.т. 0,5 ТФН-35М 150/5 Кл.т. 0,5	ЗНОМ-35-65 35000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0				

Окончание таблицы 2

Наименование объекта и номер точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
42	ПС-8 «Межозерная» 110/35/6 кВ, ВЛ-35 кВ «Межозерная- Молодежная-2»	ТФМ-35 II 200/5 Кл.т. 0,2S	ЗНОМ-35-65 35000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU-325L /HP Proliant ML 110	Активная, реактивная	±0,9 ±2,0	±2,2 ±4,1
43	ПС-72 «Узельга» 110/6 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод Т1,2	ТФЗМ- 110Б-IV 200/5 Кл.т. 0,5	НКФ-110-57 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная, реактивная	±1,1 ±2,7	±3,3 ±5,7
			НКФ-110-57 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5					
44	ПС-72 «Узельга» 110/6 кВ, ОРУ-110 кВ, ввод Т3	ТФМ-110 200/5 Кл.т. 0,5	НКФ-110-57 110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	A1805RL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0	Активная, реактивная	±1,1 ±2,7	±3,3 ±5,3	

Примечания:

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) Уном; ток (1 - 1,2) Ином, $\cos\varphi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
4. Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) Уном; ток (0,05 - 1,2) Ином, (0,02 - 1,2) Ином для точки измерения № 42;
 - допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70 °С, для счетчиков от минус 20 до плюс 55 °С; для УСПД от минус 10 до плюс 50 °С; и сервера от плюс 15 до плюс 35 °С;
5. Погрешность в рабочих условиях указана I=0,05 Ином $\cos\varphi = 0,8$ инд (I=0,02 Ином $\cos\varphi = 0,8$ инд. для точки измерения № 42) и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10 до 40 °С;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии Альфа А1800 по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии, счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

7. 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. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ОАО «Учалинский ГОК» как его неотъемлемая часть.

8. В составе измерительных каналов, перечисленных в таблице 2, применяются измерительные компоненты утвержденных типов.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик Альфа А1800 - среднее время наработки на отказ $T=120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности ($t_{в}$) не более 2 ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ $T=140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности ($t_{в}$) не более 2 ч
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности ($t_{в}$) не более 2ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 80000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии организацию с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчётчика;
- испытательной коробки;
- сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- сервера.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

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:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- один раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - хранение результатов измерений 210 суток;
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Учалинский ГОК».

Комплектность средства измерений

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Учалинский ГОК» определяется в формуляре № ЭПК378/08-1.ФО.

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

Поверка

осуществляется по документу МП 51681-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Учалинский ГОК». Измерительные каналы. Методика поверки» утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 16 октября 2012г.

Средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- счетчики Альфа А1800 – по методике поверки «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки». МП-2203-0042-2006;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1
- УСПД RTU 325 – по методике поверки ДЯИМ.466453.005 МП «УСПД RTU-325. Методика поверки».
- Радиочасы МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Учалинский ГОК» № ЭПК378/08-1.ФО.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Учалинский ГОК»

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 34.601-90	«Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
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»
тел./факс (343) 251-19-96,
адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, 96-В

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»
Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46
Тел.: 8 (495) 437 55 77
Факс: 8 (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

« ____ » _____ 2012 г.