

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Верхне-Свирской ГЭС (ГЭС-12) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Верхне-Свирской ГЭС (ГЭС-12) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ возможно использовать для передачи (получения) данных смежным субъектам энергетики. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут и нарастающим итогом приращений активной и реактивной электрической энергии (мощности);

автоматический сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);

периодический (не реже 1-го раза в сутки и/или по запросу (настраиваемый параметр)) автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);

хранение результатов измерений;

передача результатов измерений в организации-участники оптового (розничного) рынка электрической энергии в XML или собственном формате с применением ЭЦП или без неё;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломбирование и т.п.);

диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

автоматическое ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 и 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) – технические средства для организации локальной вычислительной сети и программно-технический комплекс (далее – ПТК) АИИС КУЭ, включающий аппаратные средства и программное обеспечение (далее – ПО) для обеспечения функции хранения результатов измерений (далее – сервер БД) и программное обеспечение для сбора и доступа к данным, их конфигурации и формирования автоматизированных рабочих мест (далее – АРМ).

ПТК АИИС КУЭ развёрнут в центре обработки данных (далее – ЦОД) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1». АРМы развёрнуты в ЦОД и на рабочих местах специалистов.

На первом уровне первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы, которые по вторичным цепям поступают на соответствующие входы электронных счетчиков электрической энергии (измерительный канал). Измеренная электрическая энергия за интервал времени 30 мин записывается в энергонезависимую память счетчика.

На втором уровне происходит:

настройка параметров ИВК;

сбор данных из памяти счетчиков в БД;

хранение данных в БД;

формирование справочных и отчетных документов;

передача информации смежным субъектам электроэнергетики – участникам оптового рынка электрической энергии и мощности и в программно-аппаратный комплекс коммерческого оператора (далее – ПАК КО);

настройка, диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

поддержание точного времени в системе.

ПТК АИИС КУЭ производит сбор данных из памяти счетчиков электрической энергии и их хранение в БД, обработку, отображение, подготовку отчетных документов, а также формирование и передачу информации в виде утвержденных макетов в ПАК КО и другим участникам энергосистемы в рамках согласованных регламентов. ПТК имеет возможность двунаправленного обмена данными с другими ПТК, как макетами утвержденных форм, так и данными в собственном формате. Отправка данных по электронной почте в XML-формате возможна с ЭЦП и без неё.

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда) на всех компонентах и уровнях системы.

Для поддержания единого времени в АИИС КУЭ используется шкала времени устройства синхронизации частоты и времени Метроном-1000 (регистрационный № 56465-14). ПТК АИИС КУЭ не менее одного раза в сутки синхронизирует часы с устройством синхронизации частоты и времени Метроном-1000 при расхождении более чем на ± 2 с (настраиваемый параметр). ПТК АИИС КУЭ синхронизирует часы счётчиков при сеансах связи при расхождении времени более чем на ± 2 с.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и сервера БД.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и сервера БД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и сервера в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ может применяться программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» или ПО «Энергосфера».

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «Высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО «АльфаЦЕНТР»	amrserver.exe amrc.exe cdbora2.dll encryptdll.dll ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО «АльфаЦЕНТР»	4.20.0.0 и выше 4.20.8.1 и выше 4.16.0.0 и выше 2.0.0.0 и выше 12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Идентификационное наименование ПО «Энергосфера»	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО «Энергосфера»	1.1.1.1
Цифровой идентификатор pso_metr.dll	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и метрологические характеристики

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер/УССВ	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
							Границы допускаемой основной относительной погрешности, %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
12.01	Генератор 1	IGDW, 2000/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 38611-08	EGS, 15000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 44088-10	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном =3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО «Энергосфера»; Устройство синхронизации частоты и времени Метроном-1000, рег. № 56465-14	Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
12.02	Генератор 2	IGDW, 2000/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 38611-08	EGS, 15000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 44088-10	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном =3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12.03	Генератор 3	IGDW, 2000/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 38611-08	EGS, 15000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 44088-10	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном =3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО «Энергосфера»; Устройство синхронизации частоты и времени Метроном-1000, рег. № 56465-14	Активная	±0,9	±1,1
				Реактивная		±1,4	±2,0	
12.04	Генератор 4	ТШЛ, 2000/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 47957-11	EGS, 15000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 44088-10	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном =3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
					Реактивная	±1,4	±2,0	
12.05	ВЛ 220 кВ Верхне- Свирская ГЭС – Нижне- Свирская ГЭС №1 с отпайками (Л-203)	OSKF, 600/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 29687-05	НАМИ-220 УХЛ1, 220000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 20344-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном =3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-11	Активная	±0,9	±1,1	
					Реактивная	±1,4	±2,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12.06	ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Нижне-Свирская ГЭС №2 с отпайкой на ПС Подпорожская (Л-204)	OSKF, 600/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 29687-05	НАМИ-220 УХЛ1, 220000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 20344-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном =3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-11	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО «Энергосфера»; Устройство синхронизации частоты и времени Метроном-1000, рег. № 56465-14	Активная	±0,9	±1,1
				Реактивная		±1,4	±2,0	
12.07	ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древлянка (Л-251) В-1	OSKF, 600/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 29687-05	НАМИ-220 УХЛ1, 220000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 20344-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном =3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
					Реактивная	±1,4	±2,0	
12.08	ВЛ 220 кВ Верхне-Свирская ГЭС – Древлянка (Л-251) В-2	OSKF, 600/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 29687-05	НАМИ-220 УХЛ1, 220000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 20344-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном =3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06	Активная	±0,9	±1,1	
					Реактивная	±1,4	±2,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12.09	ВЛ 110 кВ Верхне- Свирская ГЭС – Ольховец (ВЛ 110 кВ Ольховецкая-1)	OSKF, 300/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 29687-05	НАМИ-110 УХЛ1, 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 24218-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном =3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-11	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО «Энергосфера»; Устройство синхронизации частоты и времени Метроном-1000, рег. № 56465-14	Активная	±0,9	±1,1
				Реактивная		±1,4	±2,0	
12.10	Отпайка ВЛ 110 кВ Подпорожская-1	OSKF, 300/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 29687-05	НАМИ-110 УХЛ1, 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 24218-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном =3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-11		Активная	±0,9	±1,1
					Реактивная	±1,4	±2,0	
12.11	Отпайка ВЛ 110 кВ Подпорожская-2	OSKF, 300/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 29687-05	НАМИ-110 УХЛ1, 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 24218-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном =3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-11	Активная	±0,9	±1,1	
					Реактивная	±1,4	±2,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12.12	Отпайка ВЛ 110 кВ Подпорожская-3	OSKF, 300/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 29687-05	НАМИ-110 УХЛ1, 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 24218-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном =3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-11	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО «Энергосфера»; Устройство синхронизации частоты и времени Метроном-1000, рег. № 56465-14	Активная	±0,9	±1,1
				Реактивная		±1,4	±2,0	
12.13	КЛ 15 кВ РТ-3	IGDW, 600/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 38611-08	EGS, 15000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 44088-10	A1805RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном =3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
					Реактивная	±2,9	±4,2	
12.14	КЛ 15 кВ РТ-4	IGDW, 600/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 38611-08	EGS, 15000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 44088-10	A1805RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном =3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-11	Активная	±1,9	±2,3	
					Реактивная	±2,9	±4,2	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12.15	КЛ 3 кВ Т-5	ТЛП-10, 750/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 30709-11	UGE 3-35, 3000/√3/100/√3; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4; I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А; U _{ном} = 3x57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Рег. № 31857-06	ИВМ совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО «Энергосфера»; Устройство синхронизации частоты и времени Метроном-1000, рег. № 56465-14	Активная Реактивная	±1,9 ±2,9	±2,3 ±4,2

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электрической энергии на интервале времени 30 минут.

3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от I_{ном} cosφ = 0,8инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН, 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. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы ±5 с.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	15
Нормальные условия: параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 98 до 102
- ток, % от $I_{ном}$	от 2 до 120
- частота, Гц	от 49,85 до 50,15
- коэффициент мощности $\cos\phi$	0,8
температура окружающей среды, °С	от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 95 до 105
- ток, % от $I_{ном}$	от 2 до 120
- коэффициент мощности	от 0,5инд. до 0,8емк.
- частота, Гц	от 49,6 до 50,4
температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С	от -30 до +30
температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
сервер:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	80000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
Глубина хранения информации: счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	10
сервер БД:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности системы обеспечения единого времени, с	± 5

Надежность применяемых в системе компонентов:

в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;

ИВК – коэффициент готовности не менее $K_r = 0,99$ – среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_r \text{ АИИС} = 0,99$ – коэффициент готовности;

$T_0 \text{ ИК(АИИС)} = 1141$ ч – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – стандартов;

стойкость к электромагнитным воздействиям;

ремонтпригодность;

программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;

функция контроля процесса работы и средства диагностики системы;

резервирование электропитания оборудования системы;

резервирование каналов связи.

Регистрация событий:

журнал событий счетчика:

факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;

факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;

перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

журнал событий ИВК:

изменение значений результатов измерений;

изменение коэффициентов ТТ и ТН;

факт и величина синхронизации (коррекции) времени;

пропадание питания;

замена счетчика;

полученные с уровня ИИК «Журналы событий» ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

счетчиков;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательных коробок.

Защита информации на программном уровне:

результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);

пароля на доступ к счетчику;

ролей пользователей в ИВК.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках (функция автоматизирована);

ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	IGDW	15 шт.
Трансформатор тока	ТШЛ	3 шт.
Трансформатор тока	OSKF	24 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10	3 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор напряжения	EGS	18 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформатор напряжения	UGE 3-35	6 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RALQ-P4GB-DW-4	12 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALQ-P4GB-DW-4	3 шт.
Устройство синхронизации частоты и времени	Метроном-1000	2 шт.
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО «Энергосфера»	1 экз.
Паспорт	ЭС-52-08/2017-Г12.ПС	1 экз.
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

Поверка

осуществляется по документу МИ 3000-2018 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока (ТТ) в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- трансформаторов напряжения (ТН) в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- по МИ 3196-2018 ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации;
- по МИ 3195-2018 ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации;
- по МИ 3598-2018 ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации;
- счетчиков типа Альфа А1800 - по документу ДЯИМ.411152.018 МП Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки, утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу ДЯИМ.411152.018 МП Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки, утвержденному в 2012 г.;
- устройств синхронизации частоты и времени Метроном-1000 – в соответствии с документом М003-13-СИ МП Устройства синхронизации частоты и времени Метроном версий 300, 600, 900, 1000, 3000. Методика поверки, утвержденным ФБУП «ЦНИИС» в 2013 г.;
- блок коррекции времени типа ЭНКС-2 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 37328-15);
- прибор комбинированный ТКА-ПКМ (мод.20) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 24248-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-12);
- прибор для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин «Энерготестер ПКЭ-А» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13).

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

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ЭС-52-08/2017-Г12.МИ Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Верхне-Свирской ГЭС (ГЭС-12) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1». Свидетельство об аттестации № 7-RA.RU.311468-2020 от 03.04.2020 г., выданное ООО «ОКУ». Аттестат аккредитации RA.RU311468 от 21.01.2016 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Верхне-Свирской ГЭС (ГЭС-12) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»

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 «ЭНЕРГОСЕРВИС»
(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)

ИНН 7802222000

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, 7-я Красноармейская ул., д. 18, литер А, пом. 7-Н

Телефон: 8 (812) 368-02-70, 8 (812) 368-02-71

Факс: 8 (812) 368-02-72

E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области»

(ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311484 от 03.02.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2020 г.