

**УТВЕРЖДЕНО**  
**приказом Федерального агентства**  
**по техническому регулированию**  
**и метрологии**  
**от «09» августа 2024 г. №1840**

Регистрационный № 79269-20

Лист № 1  
Всего листов 15

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

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

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (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 (мощности), 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 расчётов.

**Описание средства измерений**

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

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 («Журналов 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, счётчики 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 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012, вторичные измерительные цепи и технические средства приёма передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3, 4.

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 и программное обеспечение (далее – ПО) для обеспечения функции хранения результатов измерений (далее – сервер БД) и программное обеспечение для сбора и доступа к данным, их конфигураций и формирование автоматизированных рабочих мест (далее – АРМ).

ПТК АИИС КУЭ развернут 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 счётчиков электрической энергии (измерительный канал). Измеренная электрическая энергия за интервал времени 30 мин записывается в энергонезависимую память счётчика.

На втором уровне происходит:

Настройка параметров ИВК;

сбор данных из памяти счётчиков в БД;

хранение данных в БД;

формирование справочных и отчётных 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 из памяти счётчиков электрической энергии и их хранение в БД, обработку, отображение, подготовку отчётных документов, а также формирование и передачу информации в виде утверждённых макетов в ПАК КО и другим участникам энергосистемы в рамках согласованных регламентов. ПТК имеет возможность двунаправленного обмена данными с другими ПТК, как макетами утверждённых 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 счётчиков и сервере БД.

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

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 112. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, типографским способом. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» используется при учёте электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учёта и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

ПК «Энергосфера» не оказывает влияние на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПК «Энергосфера», установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
ОС MS Windows	
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b (для 32-разрядного сервера опроса), 6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93 (для 64-разрядного сервера опроса)
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Linux-подобные ОС	
Идентификационное наименование ПО	libpso_metr.so
Цифровой идентификатор ПО	01e3eae897f3ce5aa58ff2ea6b948061
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

## Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ
1	2	3	4	5	6
12.01	Генератор 1	IGDW, 2000/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 38611-08	EGS, 15000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983- 2001; Рег. № 44088-10	A1802RALQ- P4GB-DW-4; Ином (Имакс)= 5(10) А; Uном=3х57/100 В; класс точности: по активной энергии – 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323- 2005; ГОСТ Р 52425- 2005; Рег. № 31857-06	Устройство синхронизации частоты и времени Метроном-1000, Рег. № 56465-14
12.02	Генератор 2	IGDW, 2000/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 38611-08	EGS, 15000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983- 2001; Рег. № 44088-10	A1802RALQ- P4GB-DW-4; Ином (Имакс)= 5(10) А; Uном=3х57/100 В; класс точности: по активной энергии – 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323- 2005; ГОСТ Р 52425- 2005; Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12.03	Генератор 3	IGDW, 2000/5; 0,2S; ГОСТ 7746- 2001; Рег. № 38611-08	EGS, 15000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ ; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 44088-10	A1802RALQ- P4GB-DW-4; I <sub>ном</sub> (I <sub>макс</sub> )= 5(10) А; U <sub>ном</sub> =3х57/100 В; класс точности: по активной энергии – 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323- 2005; ГОСТ Р 52425- 2005; Рег. № 31857-06	Устройство синхронизации частоты и времени Метроном-1000, Рег. № 56465-14
12.04	Генератор 4	ТШЛ, 2000/5; 0,2S; ГОСТ 7746- 2001; Рег. № 47957-11	EGS, 15000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ ; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 44088-10	A1802RALQ- P4GB-DW-4; I <sub>ном</sub> (I <sub>макс</sub> )= 5(10) А; U <sub>ном</sub> =3х57/100 В; класс точности: по активной энергии – 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323- 2005; ГОСТ Р 52425- 2005; Рег. № 31857-06	
12.05	ВЛ 220 кВ Верхне- Свирская ГЭС-Нижне- Свирская ГЭС №1 с отпайками (Л-203)	OSKF, 600/5; 0,2S; ГОСТ 7746- 2001; Рег. № 29687-05	НАМИ-220 УХЛ1, 220000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ ; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 20344-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4; I <sub>ном</sub> (I <sub>макс</sub> )= 5(10) А; U <sub>ном</sub> =3х57/100 В; класс точности: по активной энергии – 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323- 2005; ГОСТ Р 52425- 2005; Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12.06	ВЛ 220 кВ Верхне- Свирская ГЭС-Нижне- Свирская ГЭС №2 с отпайкой на ПС Подпорожск ая (Л-204)	OSKF, 600/5; 0,2S; ГОСТ 7746- 2001; Рег. № 29687-05	НАМИ-220 УХЛ1, 220000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 20344-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4; I <sub>ном</sub> (I <sub>макс</sub> )= 5(10) А; U <sub>ном</sub> =3х57/100 В; класс точности: по активной энергии – 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323- 2005; ГОСТ Р 52425- 2005; Рег. № 31857-11	Устройство синхронизации частоты и времени Метроном-1000, Рег. № 56465-14
12.07	ВЛ 220 кВ Верхне- Свирская ГЭС- Древлянка (Л-251) В-1	OSKF, 600/5; 0,2S; ГОСТ 7746- 2001; Рег. № 29687-05	НАМИ-220 УХЛ1, 220000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 20344-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4; I <sub>ном</sub> (I <sub>макс</sub> )= 5(10) А; U <sub>ном</sub> =3х57/100 В; класс точности: по активной энергии – 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323- 2005; ГОСТ Р 52425- 2005; Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12.08	ВЛ 220 кВ Верхне- Свирская ГЭС- Древлянка (Л-251) В-2	OSKF, 600/5; 0,2S; ГОСТ 7746- 2001; Рег. № 29687-05	НАМИ-220 УХЛ1, 220000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 20344-05	A1802RALQ- P4GB-DW-4; Ином (Имакс)= 5(10) А; Uном=3х57/100 В; класс точности: по активной энергии – 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323- 2005; ГОСТ Р 52425- 2005; Рег. № 31857-06	Устройство синхронизации частоты и времени Метроном-1000, Рег. № 56465-14
12.09	ВЛ 110 кВ Верхне- Свирская ГЭС- Ольховец-1 (ВЛ 110 кВ Ольховецкая -1)	ТОГФ (П)-110, 600/5; 0,2S; ГОСТ 7746- 2015; Рег. № 61432-15	НАМИ-110 УХЛ1, 110000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 24218-08	A1802RALQ- P4GB-DW-4; Ином (Имакс)= 5(10) А; Uном=3х57/100 В; класс точности: по активной энергии – 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323- 2005; ГОСТ Р 52425- 2005; Рег. № 31857-11	Устройство синхронизации частоты и времени Метроном-1000, Рег. № 56465-14
12.10	ВЛ 110 кВ Подпорожск ая – Белоусово II цепь с отпайками (отпайка ВЛ 110 кВ Подпорожск ая-1)	OSKF, 300/5; 0,2S; ГОСТ 7746- 2001; Рег. № 29687-05	НАМИ-110 УХЛ1, 110000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 24218-08	A1802RALQ- P4GB-DW-4; Ином (Имакс)= 5(10) А; Uном=3х57/100 В; класс точности: по активной энергии – 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323- 2005; ГОСТ Р 52425- 2005; Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12.11	ВЛ 110 кВ Подпорожск ая – Белоусово I цепь с отпайками (отпайка ВЛ 110 кВ Подпорожск ая-2)	OSKF, 300/5; 0,2S; ГОСТ 7746- 2001; Рег. № 29687-05	НАМИ-110 УХЛ1, 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 24218-08	A1802RALQ- P4GB-DW-4; Ином (Имакс)= 5(10) А; Uном=3х57/100 В; класс точности: по активной энергии – 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323- 2005; ГОСТ Р 52425- 2005; Рег. № 31857-11	Устройство синхронизации частоты и времени Метроном-1000, Рег. № 56465-14
12.12	ВЛ 110 кВ Верхне- Свирская ГЭС – Подпорожск ая (отпайка ВЛ 110 кВ Подпорожск ая-3)	OSKF, 300/5; 0,2S; ГОСТ 7746- 2001; Рег. № 29687-05	НАМИ-110 УХЛ1, 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 24218-08	A1802RALQ- P4GB-DW-4; Ином (Имакс)= 5(10) А; Uном=3х57/100 В; класс точности: по активной энергии – 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323- 2005; ГОСТ Р 52425- 2005; Рег. № 31857-11	Устройство синхронизации частоты и времени Метроном-1000, Рег. № 56465-14
12.13	КЛ 15 кВ РТ-3	IGDW, 600/5; 0,5S; ГОСТ 7746- 2001; Рег. № 38611-08	EGS, 15000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 44088-10	A1805RALQ- P4GB-DW-4; Ином (Имакс)= 5(10) А; Uном=3х57/100 В; класс точности: по активной энергии – 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323- 2005; ГОСТ Р 52425- 2005; Рег. № 31857-06	



Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
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; Iном (Iмакс)= 5(10) А; Uном=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	Устройство синхронизации частоты и времени Метроном-1000, Пер. № 56465-14

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12.15	КЛ 3 кВ Т-5	ТЛП-10, 750/5; 0,5S; ГОСТ 7746- 2001; Пер. № 30709-11	UGE 3-35, 3000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 25475-06	A1805RALQ- P4GB-DW-4; I <sub>ном</sub> (I <sub>макс</sub> )= 5(10) А; U <sub>ном</sub> =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	Устройство синхронизации частоты и времени Метроном-1000, Пер. № 56465-14

Примечания:

- 1 Допускается замена ТТ, ТН и счётчиков на аналогичные утверждённых типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УССВ ИВК на аналогичное утверждённого типа.
- 3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа.
- 5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменение в эксплуатационные документы. Технический акт хранится вместе с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, (±δ), %	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с
12.01, 12.02, 12.03, 12.04, 12.05, 12.06, 12.07, 12.08, 12.09, 12.10, 12.11, 12.12	Активная  Реактивная	0,9  1,4	1,1  2,0	± 5
12.13, 12.14, 12.15	Активная  Реактивная	1,9  2,9	2,3  4,2	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

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

3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 2 % от I<sub>ном</sub> cosφ=0,8инд

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	15
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 20 до 120 0,8 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц - температура окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счётчиков	от 95 до 105 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,6 до 50,4  от -30 до +30 от +10 до +30
Надёжность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счётчики электроэнергии: - средняя наработка до отказа, ч, не менее  сервер: - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000  24
Глубина хранения информации: счётчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надёжность применяемых в системе компонентов:

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

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

Оценка надёжности АИИС КУЭ в целом:

$K_g=0,99$  – коэффициент готовности;

Надёжность 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 счётчика;  
факты связи со счётчиком, 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 обобщённого события (или по каждому факту) по результатам автоматической диагностики;  
перерыва питания счётчика 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 счётчика;  
полученные с уровня ИИК «Журналы событий» ИИК.

**Защищённость применяемых компонентов:**

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:  
счётчиков;  
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 счётчику;  
паролей пользователей в ИВК;

**Возможность коррекции времени в:**

счётчиках (функция автоматизирована).  
ИВК (функция автоматизирована).

**Возможность сбора информации:**

о результатах измерений (функция автоматизирована).

**Цикличность:**

измерение 30 мин (функция автоматизирована);  
сбора 30 мин (функция автоматизирована).

**Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист Паспорта-формуляра АИИС КУЭ печатным способом.  
Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

**Комплектность средства измерений**

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	IGDW	15
Трансформатор тока	ТШЛ	3
Трансформатор тока	OSKF	21
Трансформатор тока	ТЛП-10	3

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТОГФ (П) -110	3
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	EGS	18
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	UGE 3-35	6
Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные	A1802RALQ-P4GB-DW-4	12
Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные	A1805RALQ-P4GB-DW-4	3
Устройство синхронизации частоты и времени	Метроном-1000	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	ЭС-52-08/2017-Г12.ПС	1

#### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Верхне-Свирской ГЭС (ГЭС-12) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

#### Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

#### Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОСЕРВИС»  
(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)

ИНН 7802222000

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, 7-я Красноармейская ул., д. 18, лит. А, помещ. 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

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311484.

**в части вносимых изменений**

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр» (ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, д. 6а

Телефон: (391) 224-85-62

E-mail: E.E.Servis@mail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.