



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

ОС.Е.34.022.А № 73940

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нижне-Свирской ГЭС  
(ГЭС-9) филиала "Невский" ПАО "ТГК-1"

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 109

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью "ЭНЕРГОСЕРВИС"  
(ООО "ЭНЕРГОСЕРВИС"), г. Санкт-Петербург

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 75083-19

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ  
МИ 3000-2018

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от 24 мая 2019 г. № 1152

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

А.В.Кулешов

"....." ..... 2019 г.

Серия СИ

№ 036129



## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нижне-Свирской ГЭС (ГЭС-9) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нижне-Свирской ГЭС (ГЭС-9) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1» (далее — АИИС КУЭ) предназначена для автоматического измерения 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 электроэнергии (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 электроэнергии 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, измерительные трансформаторы напряжения (далее — ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

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 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 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 электроэнергии 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.

Для поддержания единого времени в АИИС КУЭ используется шкала времени сервера синхронизации времени Метроном-1000 (регистрационный № 56465-14). ПТК АИИС КУЭ не менее одного раза в сутки синхронизирует часы с сервером времени при расхождении более чем на  $\pm 2$  с (настраиваемый параметр). ПТК АИИС КУЭ синхронизирует часы счётчиков при сеансах связи при расхождении времени более чем на  $\pm 2$  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 используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» или (ПО) «Энергосфера».

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменения параметров, защиту прав пользователей и входа с помощью пароля, кодирование данных при передаче, что 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

Номер и диспетчерское наименование канала		ТТ	ТН	Счетчик
1	2	3	4	5
09.01	Генератор 1	IGDW, 2000/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Регистрационный № 38611-08	UGE 3-35, 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Регистрационный № 25475-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном = 3x57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Регистрационный № 31857-06
09.02	Генератор 2	IGDW, 2000/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Регистрационный № 38611-08	UGE 3-35, 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Регистрационный № 25475-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном = 3x57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Регистрационный № 31857-06

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
09.03	Генератор 3	IGDW, 2000/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Регистрационный № 38611-08	UGE 3-35, 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Регистрационный № 25475-06	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; Регистрационный № 31857-06
09.04	Генератор 4	IGDW, 2000/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Регистрационный № 38611-08	UGE 3-35, 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Регистрационный № 25475-06	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; Регистрационный № 31857-06
09.05	ГТ-1	GSR 1080 D 840, 400/1; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Регистрационный № 25477-08	НАМИ-220, 220000/ $\sqrt{3}$ / 100/ÖВ; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Регистрационный № 20344-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 1 (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; Регистрационный № 31857-11
09.06	ГТ-2	GSR 1080 D 840, 400/1; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Регистрационный № 25477-08	НАМИ-220, 220000/ $\sqrt{3}$ / 100/ÖВ; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Регистрационный № 20344-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 1 (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; Регистрационный № 31857-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
09.07	Фид. «Правый берег» яч.19	ТЛП-10-2, 100/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Регистрационный № 30709-08	UGE 3-35, 3000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Регистрационный № 25475-06	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; Регистрационный № 31857-06
09.08	Фид. «Шлюз в/г» яч.21	ТЛП-10-2, 100/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Регистрационный № 30709-08	UGE 3-35, 3000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Регистрационный № 25475-06	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; Регистрационный № 31857-06
09.09	Фид. «Шлюз н/г» яч.29	ТЛП-10-2, 150/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Регистрационный № 30709-08	UGE 3-35, 3000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Регистрационный № 25475-06	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; Регистрационный № 31857-06
09.16	РТ-4	GSR 630 D 470, 400/1; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Регистрационный № 25477-08	ЗНОЛ.4-35 III, 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Регистрационный № 46738-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 1 (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; Регистрационный № 31857-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
09.17	РТ-1	ТЛП-10-3, 1000/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Регистрационный № 30709-11	UGE, 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Регистрационный № 25475-11	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; Регистрационный № 31857-06
09.18	РТ-2	ТЛП-10-3, 1000/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Регистрационный № 30709-11	UGE, 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Регистрационный № 25475-11	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; Регистрационный № 31857-06
09.19	Фид. «Эл. бой- лерная» яч.6	ТЛП-10-5, 150/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Регистрационный № 30709-11	UGE 3-35, 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Регистрационный № 25475-06	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; Регистрационный № 31857-06
09.20	Фид. «Эл. бой- лерная» яч.13	ТЛП-10-5, 400/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Регистрационный № 30709-11	UGE 3-35, 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Регистрационный № 25475-06	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; Регистрационный № 31857-06

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
09.21	Фид. 2 яч.2 «Посе- лок»	ТЛП-10-5, 150/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Регистрационный № 30709-08	UGE 3-35, 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Регистрационный № 25475-06	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; Регистрационный № 31857-06
09.22	Фид. 3 яч.3 «Посе- лок»	ТЛП-10-5, 300/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Регистрационный № 30709-08	UGE 3-35, 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Регистрационный № 25475-06	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; Регистрационный № 31857-06
09.23	Фид. 4 яч.10 «Посе- лок» яч.10	ТЛП-10-5, 200/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Регистрационный № 30709-08	UGE 3-35, 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Регистрационный № 25475-06	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; Регистрационный № 31857-06
<p>Примечание: - допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа и эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть</p>				



Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности ( $\pm\delta$ ), %	Границы погрешности в рабочих условиях ( $\pm\delta$ ), %
09.01, 09.02, 09.03, 09.04, 09.05, 09.06, 09.16	Активная	0,9	1,1
	Реактивная	1,4	2,1
09.07, 09.08, 09.09, 09.17, 09.18, 09.19, 09.20, 09.21, 09.22	Активная	1,9	2,3
	Реактивная	2,9	4,3
09.23	Активная	1,7	1,8
	Реактивная	2,6	3,0
<p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Характеристики погрешности ИИК даны для измерений электроэнергии за период 0,5 ч.</li> <li>2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.</li> <li>3. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от <math>I_{ном}</math>, <math>\cos\varphi = 0,8</math> инд</li> </ol>			

Таблица 4 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	17
Нормальные условия: параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 98 до 102
- ток, % от $I_{ном}$	от 1 до 120
- частота, Гц	от 49,85 до 50,15
- коэффициент мощности $\cos\phi$	0,9
температура окружающей среды, °С	от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- ток, % от $I_{ном}$	от 2 (5) до 120
- коэффициент мощности	от 0,5 инд. до 0,8 емк.
- частота, Гц	от 49,6 до 50,4

Продолжение таблицы 4

1	2
температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С	от -35 до 35
температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от 5 до 35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 80000 24
Глубина хранения информации счетчики: - 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
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  $t_b = 1$  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 электросчетчика 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:  
электросчётчиков;  
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:

электросчетчиках (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 титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	IGDW	12 шт.
Трансформаторы тока	GSR	9 шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10-2	9 шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10-3	6 шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10-5	15 шт.
Трансформаторы напряжения	UGE	36 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.4-35	3 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные многофункциональные	A1802RALQ-P4GB-DW-4	6 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные многофункциональные	A1805RALQ-P4GB-DW-4	11 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО «Энергосфера»	1 шт.
Инструкция по формированию и ведению базы данных	ЭС-52-08/2017-Г9.И4	1 экз.
Инструкция по эксплуатации	ЭС-52-08/2017-Г9.ИЭ	1 экз.
Руководство пользователя	ЭС-52-08/2017-Г9.ИЗ	1 экз.
Технологическая инструкция	ЭС-52-08/2017-Г9.И2	1 экз.
Паспорт	ЭС-52-08/2017-Г9.ПС	1 экз.
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

### Поверка

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

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2018 «Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3196-2018 «Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3598-2018 «Методика измерений потерь напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;
- счетчиков Альфа А1800 – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», шифр ДЯИМ.411152.018.МП, утвержденной ФГУП ВНИИМС в 2007 г.
- модуль коррекции времени МКВ-02Ц (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44097-10);
- 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 ТПУ-2-2У (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 16373-08);
- прибор для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин «Энерготестер ПКЭ-А» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с модулем коррекции времени МКВ-02Ц.

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

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

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе ЭС-62-06/2018-09. МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нижне-Свирской ГЭС (ГЭС-9) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1». Свидетельство об аттестации №2-RA.RU.311468-2019 от 20.02.2019 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ Нижне-Свирской ГЭС (ГЭС-9) 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

Юридический адрес: 194156, г. Санкт-Петербург, пр. Б. Сампсониевский, д.87, литер А

Фактический адрес: 196128, г. Санкт-Петербург, ул. Варшавская, д.11, литер А

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

Факс: 8 (812) 368-02-72

E-mail: [office@energoservice.net](mailto: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](mailto: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.

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.