ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нарвской ГЭС (ГЭС-13) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нарвской ГЭС (ГЭС-13) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1» (далее по тексту— 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 программно-аппаратный комплекс коммерческого оператора (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 ±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
1	2
Идентификационное наименование ПО «АльфаЦЕНТР»	amrserver.exe amrc.exe cdbora2.dll encryptdll.dll ac_metrology.dll

Продолжение таблицы 1

1	2
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 ИК		ТТ	ТН	Счетчик
1	2	3	4	5
ИК 13.01	Г-1	IGDW, 3000/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 38611-08	EGG, 10000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 52588-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Iном (Iмакс) = 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
ИК 13.02	Г-2	IGDW, 3000/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 38611-08	EGG, 10000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 52588-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Iном (Iмакс) = 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
ИК 13.03	Г-3	IGDW, 3000/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 38611-08	EGG, 10000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 52588-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Iном (Iмакс) = 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
ИК 13.04	ЛФ-1	ТГФМ-110 УХЛ1, 600/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1, 110000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Iном (Iмакс) = 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
ИК 13.05	ЛН-2	ТГФМ-110 УХЛ1, 600/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1, 110000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Iном (Iмакс) = 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
ИК 13.06	ЛН-4	ТГФМ-110 УХЛ1, 600/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1, 110000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Iном (Iмакс) = 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
ИК 13.07	ОВ-110	ТГФМ-110 УХЛ1, 600/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1, 110000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Iном (Iмакс) = 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
ИК 13.08	Л-33	GIF 36-59, 200/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 58166-14	ЗНОЛ.4-35 III, 35000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 46738-11	A1805RAL-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; Рег. № 31857-06

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
ИК 13.09	Ф-4	ТЛП-10-3, 600/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 30709-07	EGS, 10000/√3/100/√3; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 52588-13	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; Рег. № 31857-06
ИК 13.10	Ф-5	ТЛП-10-3, 600/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 30709-07	EGS, 10000/√3/100/√3; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 52588-13	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; Рег. № 31857-06
ИК 13.11	Ф-6	ТЛП-10-3, 600/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 30709-07	EGS, 10000/√3/100/√3; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 52588-13	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; Рег. № 31857-06
ИК 13.12	Ф-8	ТЛП-10-2, 400/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 30709-07	EGS, 10000/√3/100/√3; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 52588-13	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; Рег. № 31857-06
ИК 13.13	Ф-3	ТЛП-10-2, 400/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 30709-07	EGS, 10000/√3/100/√3; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 52588-13	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; Рег. № 31857-06

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
ИК 13.14	Ф-7	ТЛП-10-2, 400/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 30709-07	EGS, 10000/√3/100/√3; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 52588-13	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; Рег. № 31857-06
ИК 13.15	Ф-9	ТЛП-10-3, 600/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 30709-07	EGS, 10000/√3/100/√3; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 52588-13	A1805RALQ-P4GB-DW-4; Iном (Iмакс) = 5 (10) А; Uном =3х220/380 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Рег. № 31857-06
ИК 13.16	Ф-10	ТЛП-10-2, 600/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 30709-11	EGS, 10000/√3/100/√3; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 52588-13	A1805RALQ-P4GB-DW-4; Iном (Iмакс) = 5 (10) А; Uном =3х220/380 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Рег. № 31857-06
ИК 13.17	Щит 5 «С» «Эллинг» (Церковь)	ТОП-0,66, 50/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 47959-11	-	A1805RALQ-P4GB-DW-4; Iном (Iмакс) = 5 (10) А; Uном =3х220/380 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Рег. № 31857-06
ИК 13.20	ЛН-11	ТГФМ-110 У1, 600/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1, 110000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Рег. № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Iном (Iмакс) = 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
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				

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики

Номера ИК	Вид электрической энергии	Границы допускаемой основной относительной погрешности, %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, %
13.01-13.07, 13.20	Активная	±0,9	±1,1
	Реактивная	±1,4	±2,0
13.08	Активная	±1,8	±2,2
	Реактивная	±2,7	±4,1
13.09-13.16	Активная	±1,9	±2,3
	Реактивная	±2,9	±4,2
13.17	Активная	±1,7	±2,1
	Реактивная	±2,7	±4,1

Примечания:
1 Характеристики погрешности ИИК даны для измерений электроэнергии за период 0,5 ч.
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном}$, cosj = 0,8инд.

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	18
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от Uном - ток, % от Iном - частота, Гц - коэффициент мощности cosϕ температура окружающей среды, °С	 от 98 до 102 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от Uном - ток, % от Iном - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	 от 95 до 105 от 2 до 120 от 0,5инд. до 0,8емк. от 49,6 до 50,4 от -30 до +30 от +10 до +30
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

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, 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 $К_г$ = 0,99, среднее время восстановления работоспособности $t_в$ = 1 ч.

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$К_{Г\ АИИС}$ = 0,99 – коэффициент готовности;

$Т_{0\ ИК(АИИС)}$ = 1141 ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям IEC – Стандартов;

стойкость к электромагнитным воздействиям;

ремонтопригодность;

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
Трансформатор тока	IGDW	9 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	15 шт.
Трансформатор тока	GIF36-59	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10-3	12 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10-2	12 шт.
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3 шт.
Трансформатор напряжения	EGS	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.4-35	3 шт.
Трансформатор напряжения	EGG	9 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110	9 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RALQ-P4GB-DW-4	8 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALQ-P4GB-DW-4	10 шт.
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО «Энергосфера»	1 экз.
Инструкция по формированию и ведению базы данных	ЭС-52-08/2017 - Г13.И4	1 экз.
Инструкция по эксплуатации	ЭС-52-08/2017 - Г13.ИЭ	1 экз.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Руководство пользователя	ЭС-52-08/2017 - Г13.ИЗ	1 экз.
Технологическая инструкция	ЭС-52-08/2017 - Г13.И2	1 экз.
Паспорт	ЭС-52-08/2017 - Г13.ПС	1 экз.
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

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

Основные средства поверки:

– трансформаторов тока (ТТ) в соответствии с ГОСТ 8.217-2003. Трансформаторы тока. Методика поверки;

– трансформаторов напряжения (ТН) в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;

– по МИ 3196-2018 «Методика измерений нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;

– по МИ 3195-2018 «Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;

– по МИ 3598-20018 «Методика измерений потерь напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;

– счетчиков типа Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;

- модуль коррекции времени МКВ-02Ц (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44097-10);

– переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с модулем коррекции времени МКВ-02Ц;

– 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 универсальный ТП2-2У (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);

– прибор для измерения действующих значений силы тока и напряжения вольтамперфазометр «ПАРМА ВАФ-А» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-05).

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-62-06/2018-13.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-

измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нарвской ГЭС (ГЭС-13) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1». Свидетельство об аттестации №13-RA.RU.311468-2018 от 20.12.2018 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нарвской ГЭС (ГЭС-13) 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. « ___ » _____ 2019 г.