

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ново-Свердловская ТЭЦ филиал «Свердловский» ПАО «Т-Плюс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ново-Свердловская ТЭЦ филиал «Свердловский» ПАО «Т-Плюс» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчётных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счётчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 31819.22-2012 и ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 31819.23-2012 и ГОСТ 26035-83 (далее - счётчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приёма-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИБКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее - УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИБК) включает в себя основной и резервный серверы сбора и баз данных HP ProLiant DL 380 G4 (далее - серверы сбора и БД) с программным комплексом (далее - ПК) «Энергосфера», сервер филиала Свердловский ПАО «Т-Плюс», автоматизированные рабочие места, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы и напряжения переменного тока в микропроцессоре счётчика 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.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК №№ 32, 33 цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 через преобразователь интерфейсов RS-485/Ethernet поступает в шкаф связи, далее по каналу связи сети Ethernet - на входы УСПД. Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД. В УСПД осуществляется обработка измерительной информации, накопление, хранение и передача полученных данных на серверы сбора и БД по проводным линиям связи.

На серверах сбора и БД осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчётных документов. Из сервера сбора и БД информация в виде xml-макетов формата 80020 передаётся в сервер филиала Свердловский ПАО «Т-Плюс» по локально-вычислительной сети Ново-Свердловской ТЭЦ и каналу связи сети Internet.

Передача информации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» за электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (далее - ОРЭ), которая осуществляется на основном сервере сбора и БД, в филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистем Свердловской и Курганской областей» и в другие смежные субъекты ОРЭ, осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена GPS-приемником, входящим в состав УСПД и обеспечивающим прием сигналов точного времени и синхронизацию часов измерительных компонентов системы.

Синхронизация часов УСПД производится от встроенного GPS-модуля. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений астрономического времени УСПД составляют $\pm 0,1$ с.

Сравнение показаний часов серверов сбора и БД с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов серверов сбора и БД производится при расхождении с часами УСПД на величину более ± 2 с.

Сравнение показаний часов счётчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов УСПД на величину более ± 2 с. Передача информации от счётчика электрической энергии до УСПД, от УСПД до сервера сбора и БД реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Погрешность СОЕВ составляет не более ± 5 с.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счётчика, УСПД и сервера отражаются в соответствующих журналах событий.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера» версии 7.1, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	CBEB6F6CA69318BED976E08A2BB7814 B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Пределы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Вывод генератора ГТ-1	ТШЛ-20Б-1 К _{ТТ} =8000/5 Кл.т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-04	активная	0,9	1,6
		ТШЛ-20 К _{ТТ} =8000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 1837-63				реактивная	1,5	3,2
2	Вывод генератора ГТ-2	ТШЛ-20Б-1 К _{ТТ} =8000/5 Кл.т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 К _{ТН} =10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	1,1	3,0
		ТШВ-15Б К _{ТТ} =8000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 5719-76				реактивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Вывод генератора ГТ-3	ТШВ-15Б Ктт=8000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 5719-76	ЗНОЛ.06-10 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	активная	1,1	3,0
						реактивная	2,3	4,6
4	Вывод генератора АТ-4	ТШЛ-20Б-1 Ктт=8000/5 Кл.т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	0,9	1,6
						реактивная	1,5	2,5
5	Вывод генератора ГТ-5	ТШВ-15Б Ктт=8000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	1,1	3,0
						реактивная	2,3	4,6
6	КРУ-6кВ, рабочий ввод 6 кВ секции 11РА, яч.105	ТЛМ-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ.06-6 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная	1,3	3,2
						реактивная	2,5	5,1
7	КРУ-6 кВ, рабочий ввод 6 кВ секции 11РБ, яч.144	ТЛМ-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ.06-6 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная	1,3	3,2
						реактивная	2,5	5,1
8	КРУ-6кВ, рабочий ввод 6 кВ секции 21РА, яч.205	ТПОЛ-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261-08	ЗНОЛ.06-6 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная	1,3	3,2
						реактивная	2,5	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	КРУ-6 кВ, рабочий ввод 6 кВ секции 21РБ, яч.243	ТОЛ-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 7069-82	ЗНОЛ.06-6 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	активная	1,3	3,2
						реактивная	2,5	5,1
10	КРУ-6 кВ, рабочий ввод 6 кВ секции 31РА, яч.302	ТЛМ-10 ТОЛ-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-69 Рег. № 7069-82	ЗНОЛ.06-6 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная	1,3	3,2
						реактивная	2,5	5,1
11	КРУ-6 кВ, рабочий ввод 6 кВ секции 41РА-1, яч.401	ТОЛ-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 47959-11	ЗНОЛ.06-6 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная	1,3	3,3
						реактивная	2,5	6,2
12	КРУ-6 кВ, рабочий ввод 6 кВ секции 41РА-2, яч.436	ТОЛ-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 47959-11	ЗНОЛ.06-6 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная	1,3	3,3
						реактивная	2,5	6,2
13	КРУ-6 кВ, секция 14РА, яч.8	ТЛМ-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ.06-6 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная	1,3	3,2
						реактивная	2,5	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	КРУ-6 кВ, секция 14РА, яч.4	ТЛМ-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ.06-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	активная	1,3	3,2
						реактивная	2,5	5,1
15	КРУ-6 кВ, рабочий ввод 6 кВ секции 51РА, яч.502	ТЛМ-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ.06-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 20175-01		активная	1,1	3,0
						реактивная	2,3	4,6
16	КРУ-6 кВ, секция 15РБ, яч.4	ТЛМ-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ.06-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная	1,3	3,2
						реактивная	2,5	5,1
17	КРУ-6 кВ, секция 15РБ, яч.6	ТЛМ-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-69		СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная	1,3	3,2
						реактивная	2,5	5,1
18	Ввод А 6кВ РТСН	ТПШЛ-10 Ктт=2000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1423-60	НОМ-6-77 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 17158-98	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	1,1	3,0
						реактивная	2,3	4,6
19	Ввод Б 6кВ РТСН	ТПШЛ-10 Ктт=2000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1423-60	НОМ-6-77 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 17158-98	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	1,1	3,0
						реактивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	КРУ-6кВ, сек.11РА, яч.116	ТЛМ-10 К _{ТТ} =300/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛ.06-6 К _{ТН} =6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	активная	1,3	3,3
						реактивная	2,5	5,7
21	КРУ-6кВ, сек.21РБ, яч.264	ТОЛ-10 К _{ТТ} =300/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 7069-82	ЗНОЛ.06-6 К _{ТН} =6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	1,3	3,3
						реактивная	2,5	5,7
22	РУСН-0,4кВ, сек. 51Н, шк.04, авт.02	ТС 5 К _{ТТ} =100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 26100-03	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	1,0	3,2
						реактивная	2,1	5,6
23	РУСН-0,4кВ, сек. 52Н, шк.04, авт.01	ТС 5 К _{ТТ} =100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 26100-03	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	1,0	3,2
						реактивная	2,1	5,6
24	РУСН-0,4кВ, сек. 52Н, шк.07, авт.05	ТС 5 К _{ТТ} =100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 26100-03	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	1,0	3,2
						реактивная	2,1	5,6
25	РУСН-0,4кВ, сек. 53Н, п.5	ТШП-0,66 К _{ТТ} =100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 47957-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	1,0	3,3
						реактивная	2,1	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	РУСН-0,4кВ, сек. 54Н, п.4	ТШП-0,66 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 47957-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	активная	1,0	3,3
						реактивная	2,1	5,6
27	РУСН-0,4кВ, сек. 55Н, п.7	ТШП-0,66 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 47957-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	1,0	3,3
						реактивная	2,1	5,6
28	РУСН-0,4кВ, сек. 55Н, п.6В	ТШП-0,66 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 47957-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	1,0	3,3
						реактивная	2,1	5,6
29	РУСН-0,4кВ, сек. 56Н, п.4С	ТШП-0,66 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 47957-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	1,0	3,3
						реактивная	2,1	5,6
30	РУСН-0,4кВ, сек. 57Н, п.4С	ТШП-0,66 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 47957-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	1,0	3,3
						реактивная	2,1	5,6
31	РУСН-0,4кВ, сек. 58Н, п.6Н	ТШП-0,66 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 47957-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	1,0	3,3
						реактивная	2,1	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
32	РУСН-0,4кВ БВС, сек.79НО, п.7	ТОП-0,66 Ктт=150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	активная	1,0	3,2
						реактивная	2,1	5,6
33	РУСН-0,4кВ БВС, сек.80НО, п.12	ТОП-0,66 Ктт=50/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	1,0	3,2
						реактивная	2,1	5,6
34	РУСН-0,4кВ, сило- вая сборка 0,4 кВ 1.18.32, авт.№8	ТОП-0,66 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 47959-11	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	1,0	3,3
						реактивная	2,1	5,6

*Примечания:

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

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.

3 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение $(0,95-1,05) \cdot U_n$; сила тока $(1,0-1,2) \cdot I_n$; $\cos \varphi = 0,9$ инд. ($\sin \varphi = 0,5$); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц; магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл;

- температура окружающей среды: $(20 \pm 5)^\circ \text{C}$.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9-1,1) \cdot U_{n1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01(0,05)-1,2) \cdot I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5-1,0 (0,5-0,87); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40°C ;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25°C ;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счётчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9-1,1) \cdot U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01-1,2) \cdot I_{n2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5-1,0 (0,5-0,87); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха для счётчиков типов СЭТ-4ТМ.03 и ПСЧ-4ТМ.05МК от минус 40 до плюс 60°C ; для счётчиков типов СЭТ-4ТМ.02 от минус 40 до плюс 55°C ;

- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30°C ;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 10 до плюс 50°C ;

- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30°C ;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2(5) % от $I_{ном}$ $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счётчиков электроэнергии для ИК №№ 6-17 от плюс 10 до плюс 30°C , для остальных ИК - от плюс 10 до плюс 40°C .

6 Допускается замена ТТ, ТН и счётчиков электрической энергии на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, перечисленными в таблице 2. Допускается замена УСПД на одностипное утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7 Все типы средств измерений, представляющих измерительные компоненты АИИС КУЭ должны быть утвержденного типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФИФ).

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных 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;

- счётчик СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее $T=90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=2$ ч;
- счётчик СЭТ-4ТМ.02 - среднее время наработки на отказ не менее $T=90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=2$ ч;
- счётчик ПСЧ-4ТМ.05МК - среднее время наработки на отказ не менее $T=165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=2$ ч;
- УСПД ЭКОМ-3000 - среднее время наработки на отказ не менее $T=75000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=24$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T=100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=1$ ч.

Надёжность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счётчике.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счётчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счётчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счётчика электрической энергии;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счётчик электрической энергии - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- УСПД - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 3,5 лет;
- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	Количество
Трансформаторы тока	ТШЛ-20Б-1	5 шт.
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ-20	1 шт.
Трансформаторы тока	ТШВ-15Б	9 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	22 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	5 шт.
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТС	9 шт.
Трансформаторы тока шинные	ТШП	21 шт.
Трансформаторы тока опорные	ТОП	9 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	12 шт.
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06	33 шт.
Трансформаторы напряжения	НОМ-6-77	4 шт.
Счётчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	7 шт.
Счётчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	12 шт.
Счётчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	15 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Сервер сбора и БД	HP ProLiant DL 380 G4	2 шт.
Методика поверки	-	1 экз.
Паспорт-формуляр	ЭНСТ.411711.123.ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 65635-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ново-Свердловская ТЭЦ филиал «Свердловский» ПАО «Т-Плюс». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «ИЦРМ» сентябре 2016 г.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счётчик СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счётчик СЭТ-4ТМ.02 - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.087 РЭ1 «Счётчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации», раздел «Методика поверки», согласованным ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ;
- счётчик ПСЧ-4ТМ.05МК - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счётчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28 апреля 2016 г.;
- УСПД ЭКОМ-3000 - в соответствии с документом МП 26-262-99 «ГСИ. Программно-технический измерительный комплекс ЭКОМ. Методика поверки», утвержденным УНИИМ в декабре 1999 г.

Основные средства поверки:

- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ЭНСТ.411711.123.ИЗ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Ново-Свердловская ТЭЦ филиал «Свердловский» ПАО «Т-Плюс». Руководство пользователя».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ново-Свердловская ТЭЦ филиал «Свердловский» ПАО «Т-Плюс»

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы»)
ИНН 3328498209
Юридический адрес: 600035, г. Владимир, ул. Куйбышева, д.16, офис 411
Почтовый адрес: 600022, г. Владимир, а/я 11
Тел./факс: (4922) 60-23-22

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха,
ул. Ново-Никольская, д. 57
Тел.: (929) 935-90-11

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок
в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)
Адрес: 142700, Московская область, Ленинский район, г. Видное, Промзона тер. корп. 526
Тел.: (495) 278-02-48
E-mail: info@ic-rm.ru, www.ic-rm.ru
Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений
в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.