

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Красногорская электрическая сеть» 2-я очередь

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Красногорская электрическая сеть» 2-я очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных 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 распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ПАО «МОЭСК» с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на соответствующие УСПД, где осуществляется накопление, хранение и передача полученных данных на сервер ПАО «МОЭСК» по волоконно-оптической линии связи (ВОЛС), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На сервере ПАО «МОЭСК» осуществляется обработка полученных данных, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера ПАО «МОЭСК» информация по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 передается на АРМ АО «КЭС».

Передача информации от АРМ АО «КЭС» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергетики (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» 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.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера ПАО «МОЭСК» и устройство синхронизации времени УСВ-3, синхронизирующее часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение показаний часов сервера ПАО «МОЭСК» с УСВ-3 осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в час, корректировка часов сервера ПАО «МОЭСК» производится при расхождении с УСВ-3 на величину более  $\pm 2$  с.

Сравнение часов УСПД с часами сервера ПАО «МОЭСК» осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера ПАО «МОЭСК» на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком, но не реже 1 раза в 30 мин. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении с часами УСПД на величину более  $\pm 1$  с.

Журналы событий счетчика, УСПД, сервера ПАО «МОЭСК» отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

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

Но мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты					Сервер	Вид элек- триче- ской энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Устройст- во син- хрониза- ции вре- мени			Границы до- пускаемой основной от- носительной погрешности, (±δ) %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в рабо- чих условиях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС №830 Красногор- ская, РУ- 10кВ, ф. 410 А+Б	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 9143-06 Фазы: А; С	4 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,2
2	ПС №830 Красногор- ская, РУ- 10кВ, ф. 135 А+Б	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 25433-07 Фазы: А; С	1 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12	HP Proli- ant ML370	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,2
3	ПС №830 Красногор- ская, РУ- 10кВ, ф. 211 А+Б	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	2 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
4	ПС №830 Красногор- ская, РУ- 10кВ, ф. 336 А+Б	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	3 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12	HP Proli- ant ML370	Актив- ная	1,3	3,3			
										Реак- тивная	2,5	5,2	
5	ПС №830 Красногор- ская, РУ- 10кВ, ф. 137 А+Б	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	1 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Актив- ная	1,3	3,3
											Реак- тивная	2,5	5,2
6	ПС №830 Красногор- ская, РУ- 10кВ, ф. 420 А+Б	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	4 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Актив- ная	1,3	3,3
											Реак- тивная	2,5	5,2
7	ПС №830 Красногор- ская, РУ- 10кВ, ф. 139 А+Б	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	1 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Актив- ная	1,3	3,3
											Реак- тивная	2,5	5,2
8	ПС №830 Красногор- ская, РУ- 10кВ, ф. 354 А+Б	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	3 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3			
								Реак- тивная	2,5	5,2			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
9	ПС №830 Красногор- ская, РУ- 10кВ, ф. 215 А+Б	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	2 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3			
										Реак- тивная	2,5	5,2	
10	ПС №830 Красногор- ская, РУ- 10кВ, ф. 328 А+Б	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 9143-06 Фазы: А; С	3 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Актив- ная	1,3	3,3
											Реак- тивная	2,5	5,2
11	ПС №830 Красногор- ская, РУ- 10кВ, ф. 402 А+Б	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 9143-06 Фазы: А; С	4 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12	HP Proli- ant ML370	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,2			
12	ПС №830 Красногор- ская, РУ- 10кВ, ф. 346	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	3 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,0	2,2			
								Реак- тивная	1,8	5,1			
13	ПС №830 Красногор- ская, РУ- 10кВ, ф. 219	ТЛМ-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	2 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,0	2,2			
								Реак- тивная	1,8	5,1			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
14	ПС №82 Павшино. РУ-10кВ, ф. 146	ТЛМ-10 Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	4 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	HP Proliant ML370	Актив-ная	1,0	2,2			
										Реак-тивная	1,8	5,1	
15	ПС №82 Павшино. РУ-10кВ, ф. 140 А+Б	ТЛК-10 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 42683-09 Фазы: А; С	4 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Актив-ная	1,3	3,3
											Реак-тивная	2,5	5,2
16	ПС №82 Павшино. РУ-10кВ, ф. 143	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 50/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	2 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Актив-ная	1,0	2,2
								Реак-тивная	1,8	5,1			
17	ПС №82 Павшино. РУ-10кВ, ф. 142	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 50/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	4 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив-ная	1,0	2,2			
								Реак-тивная	1,8	5,1			
18	ПС №82 Павшино. РУ-10кВ, ф. 145	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 45040-10 Фазы: А; С	2 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив-ная	1,3	3,3			
								Реак-тивная	2,5	5,2			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
19	ПС №82 Павшино. РУ-10кВ, ф. 103	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 45040-10 Фазы: А; С	1 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	HP Proliant ML370	Актив-ная	1,3	3,3			
											Реак-тивная	2,5	5,2
20	ПС №82 Павшино. РУ-10кВ, ф. 114 А+Б	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	3 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Актив-ная	1,3	3,3
											Реак-тивная	2,5	5,2
21	ПС №82 Павшино. РУ-10кВ, ф. 135 А+Б	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	2 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Актив-ная	1,3	3,3
								Реак-тивная	2,5	5,2			
22	ПС №82 Павшино. РУ-10кВ, ф. 107	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 45040-10 Фазы: А; С	1 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив-ная	1,3	3,3			
								Реак-тивная	2,5	5,2			
23	ПС №82 Павшино. РУ-10кВ, ф. 131	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 45040-10 Фазы: А; С	2 С.Ш.: НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив-ная	1,3	3,3			
								Реак-тивная	2,5	5,2			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
24	ПС №82 Павшино. РУ-6кВ, ф. 28	ТПК-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 22944-07 Фазы: А; С	1 С.Ш.: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	HP Proliant ML370	Актив-ная	1,3	3,3			
										Реак-тивная	2,5	5,2	
25	ПС №82 Павшино. РУ-6кВ, ф. 4 А+Б	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	2 С.Ш.: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Актив-ная	1,3	3,3
											Реак-тивная	2,5	5,2
26	ПС №82 Павшино. РУ-6кВ, ф. 3 А+Б	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	4 С.Ш.: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Актив-ная	1,3	3,3
								Реак-тивная	2,5	5,2			
27	ПС №82 Павшино. РУ-6кВ, ф. 6 А+Б	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 30709-08 Фазы: А; С	1 С.Ш.: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив-ная	1,0	2,2			
								Реак-тивная	1,8	5,1			
28	ПС №82 Павшино. РУ-6кВ, ф. 11 А+Б	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 814-53 Фазы: А; С	1 С.Ш.: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив-ная	1,3	3,3			
								Реак-тивная	2,5	5,2			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
29	ПС №82 Павшино. РУ-6кВ, ф. 25	ТПК-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 22944-07 Фазы: А; С	3 С.Ш.: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 51644-12	HP Proliant ML370	Актив-ная	1,3	3,3			
										Реак-тивная	2,5	5,2	
30	ПС №82 Павшино. РУ-6кВ, ф. 12	ТПК-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 22944-07 Фазы: А; С	2 С.Ш.: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Актив-ная	1,3	3,3
											Реак-тивная	2,5	5,2
31	ПС №82 Павшино. РУ-6кВ, ф. 29	ТПК-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 22944-07 Фазы: А; С	3 С.Ш.: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04							Актив-ная	1,3	3,3
								Реак-тивная	2,5	5,2			
32	ПС №82 Павшино. РУ-6кВ, ф. 15	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 814-53 Фазы: А; С	4 С.Ш.: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив-ная	1,3	3,3			
								Реак-тивная	2,5	5,2			
33	ПС №82 Павшино. РУ-6кВ, ф. 18	ТПК-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 22944-07 Фазы: А; С	3 С.Ш.: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив-ная	1,3	3,3			
								Реак-тивная	2,5	5,2			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
34	ПС №82 Павшино, РУ-6кВ, ф. 17	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 814-53 Фазы: А; С	4 С.Ш.: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08			Актив-ная	1,3	3,3
								Реак-тивная	2,5	5,2
35	ПС №111 Тушино, РУ-6кВ, ф. 4111	ТЛШ-10 Кл.т. 0,2S 1000/5 Рег. № 11077-07 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив-ная	1,3	3,3
								Реак-тивная	2,5	5,2
36	ПС №145 Нахабино, РУ-6кВ, ф. 24 А+Б	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	2 С.Ш.: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		УСВ-3 Рег. № 51644-12	HP Proliant ML370	Актив-ная	1,3	3,3
								Реак-тивная	2,5	5,2
37	ПС №145 Нахабино, РУ-6кВ, ф. 12	ТПЛИМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	1 С.Ш.: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	RTU-327 Рег. № 41907-09			Актив-ная	1,3	3,3
								Реак-тивная	2,5	5,2
38	ПС №145 Нахабино, РУ-6кВ, ф. 10;	ТПЛИМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	1 С.Ш.: НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив-ная	1,3	3,3
								Реак-тивная	2,5	5,2

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±5 с.

Примечания:

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 12-14, 16, 17, 27 указана для тока 2 % от  $I_{ном}$ , для остальных ИК – для тока 5 % от  $I_{ном}$ ;  $\cos \varphi = 0,8$  инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена устройства синхронизации времени и УСПД на аналогичные утвержденных типов, замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	38
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 12-14, 16, 17, 27 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105  от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 12-14, 16, 17, 27 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110  от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40  от +5 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД типа RTU-327: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД типа RTU-325L: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2  35000 24  100000 24

Продолжение таблицы 3

1	2
для УСВ-3: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	45000 2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 10
для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	45 10
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчиках.
- журнал УСПД:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчиках и УСПД;  
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:  
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);  
УСПД (функция автоматизирована);  
сервера (функция автоматизирована).  
Возможность сбора информации:  
о состоянии средств измерений;  
о результатах измерений (функция автоматизирована).  
Цикличность:  
измерений 30 мин (функция автоматизирована);  
сбора не реже одного раза в сутки (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 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛК-10	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	10
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	4
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛК-10	2
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	8
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТПК-10	10
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛП-10	2
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	6
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	3
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	8
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	38
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	2
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ПАО «МОЭСК»	HP Proliant ML370	1
Методика поверки	МП ЭПР-157-2019	1
Формуляр	КГЭС.502403.001.ФО	1

### **Поверка**

осуществляется по документу МП ЭПР-157-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Красногорская электрическая сеть» 2-я очередь». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 05.04.2019 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11);
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- термометр стеклянный жидкостный вибростойкий авиационный ТП-6 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 257-49);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- анализатор количества и показателей качества электрической энергии AR.5L (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44131-10);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Красногорская электрическая сеть» 2-я очередь», свидетельство об аттестации № 180/RA.RU.312078/2019.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Красногорская электрическая сеть» 2-я очередь**

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**

Акционерное общество «Красногорскэнергосбыт» (АО «КЭС»)

ИНН 5024037961

Адрес: 143404, Московская обл., г. Красногорск, ул. Дачная, д. 11А

Телефон: (498) 602-72-97

Web-сайт: [kes-krasnogorsk.ru](http://kes-krasnogorsk.ru)

E-mail: [info@kes-krasnogorsk.ru](mailto:info@kes-krasnogorsk.ru)

**Испытательный центр**

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

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,  
д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: [energopromresurs2016@gmail.com](mailto:energopromresurs2016@gmail.com)

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств  
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.