

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ярославской ТЭЦ-3

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ярославской ТЭЦ-3 (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер приложений и баз данных (сервер) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», построенный на базе виртуальной машины, функционирующей в распределённой среде виртуализации VMware vSphere High Availability, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации каналов приёма-передачи информации 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения, хранение измерительной информации и передача измерительной информации, а также отображение информации на АРМах.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи в сети интернет 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 системным временем.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации времени УСВ-3, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальных систем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС) и транслирующего шкалу времени в цифровой форме по последовательному порту по протоколу NMEA 0183 на сервер. Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Корректировка часов сервера АИИС КУЭ выполняется один раз в сутки при расхождении времени часов сервера и системы глобального позиционирования более  $\pm 2$  с. Сличение времени часов счетчиков АИИС КУЭ с временем часов сервера происходит при каждом опросе, но не реже 1 раза в 30 минут. Корректировка времени встроенных часов счетчика осуществляется автоматически один раз в сутки, при расхождении времени часов счетчиков с временем часов сервера более  $\pm 3$  с. От сервера также обеспечивается синхронизация встроенных часов АРМ АИИС КУЭ.

Журналы событий счетчика и сервера 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», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. 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 программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО ac_metrology.dll	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 110 кВ Ярославская-1	ТОГФ-110 К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1200/5 рег. № 44640-10	ЗНГ-110-У1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	УСВ-3 рег. № 64242-16/  VMware vSphere High Availability
2	ВЛ 110 кВ Пионерская	ТОГФ-110 К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1200/5 рег. № 44640-10	ЗНГ-110-У1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
3	ВЛ 110 кВ Комсомольская	ТРГ-110 К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1200/5 рег. № 49201-12	ЗНГ-110-У1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
4	ВЛ 110 кВ Перекопская	ТРГ-110 К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1200/5 рег. № 49201-12	ЗНГ-110-У1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
5	ВЛ 110 кВ Фрунзенская-1	ТОГФ-110 К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1200/5 рег. № 44640-10	ЗНГ-110-У1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
6	ВЛ 110 кВ Фрунзенская-2	ТРГ-110 К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1200/5 рег. № 49201-12	ЗНГ-110-У1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ОВ-110 кВ	ТРГ-110 К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1200/5 рег. № 49201-12	ЗНГ-110-У1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	УСВ-3 рег. № 64242-16/  VMware vSphere High Availability
8	ВЛ 110 кВ Ярославска я-2	ТОГФ-110 К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1200/5 рег. № 44640-10	ЗНГ-110-У1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
9	ВЛ 110 кВ Ярославска я-3	ТОГФ-110 К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1200/5 рег. № 44640-10	ЗНГ-110-У1 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 рег. № 41794-09	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
10	ВЛ 35 кВ Заводская-1	ТПОЛ-35 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 600/5 рег. № 5717-76	ЗНОМ-35 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000:√3/100:√3 рег. № 912-54 ЗНОМ-35-65 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000:√3/100:√3 рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
11	ВЛ 35 кВ Заводская-2	ТПОЛ-35 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 600/5 рег. № 5717-76	ЗНОМ-35 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000:√3/100:√3 рег. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
12	ВЛ 35 кВ Заводская-3	ТПОЛ-35 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 600/5 рег. № 5717-76	ЗНОМ-35 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000:√3/100:√3 рег. № 912-54 ЗНОМ-35-65 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000:√3/100:√3 рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ВЛ 35 кВ Заводская-4	ТПОЛ-35 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 600/5 рег. № 5717-76	ЗНОМ-35 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000:√3/100:√3 рег. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	УСВ-3 рег. № 64242-16/  VMware vSphere High Availability
14	ВЛ 35 кВ Заводская-5	ТПЛ-35 К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 рег. № 47958-16	ЗНОМ-35 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000:√3/100:√3 рег. № 912-54 ЗНОМ-35-65 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000:√3/100:√3 рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
15	ВЛ 35 кВ Заводская-6	ТПЛ-35 К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 рег. № 47958-16	ЗНОМ-35 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000:√3/100:√3 рег. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
16	ВЛ 35 кВ Ткачи	ТПОЛ-35 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 рег. № 5717-76	ЗНОМ-35 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000:√3/100:√3 рег. № 912-54 ЗНОМ-35-65 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000:√3/100:√3 рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
17	ВЛ 35 кВ Дубки	ТПОЛ-35 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 рег. № 5717-76	ЗНОМ-35 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000:√3/100:√3 рег. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	ВЛ 35 кВ Сажевая-1	ТПОЛ-35 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 рег. № 5717-76	ЗНОМ-35 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000:√3/100:√3 рег. № 912-54 ЗНОМ-35-65 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000:√3/100:√3 рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	УСВ-3 рег. № 64242-16/  VMware vSphere High Availability
19	ВЛ 35 кВ Сажевая-2	ТПЛ-35 К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 рег. № 47958-16	ЗНОМ-35 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000:√3/100:√3 рег. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
20	КРУ-6кВ, ячейка №602	ТПФМ-10 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 150/5 рег. № 814-53	НТМИ-6 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
21	КРУ-6кВ, ячейка №612	ТЛО-10 К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 50/5 рег. № 25433- 08	НТМИ-6 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
22	Генератор №1	ТШВ-15 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 8000/5 рег. № 5718-76	НТМИ-6 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
23	Генератор №2	ТШВ-15 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 8000/5 рег. № 1836-63	НТМИ-6 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	Генератор №4	ТШВ-15 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 8000/5 рег. № 5718-76	ЗНОЛ-НТЗ-6 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000:√3/100:√3 рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	УСВ-3 рег. № 64242-16/
25	Генератор №5	ТШВ-15 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 8000/5 рег. № 5718-76	ЗНОЛ-НТЗ-6 К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 6000:√3/100:√3 рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	VMware vSphere High Availability

Примечания:

1 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 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)									
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК ( $\pm\delta$ ), %				Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ( $\pm\delta$ ), %			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1-9 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,0	1,1	1,1	1,8	1,2	1,2	1,3	2,0
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,6	0,7	0,8	1,3	0,8	0,9	1,0	1,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,5	0,5	0,6	0,9	0,8	0,8	0,9	1,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,5	0,5	0,6	0,9	0,8	0,8	0,9	1,2
10-13, 16-18, 20, 22-24 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,4	2,8	5,4	1,9	2,5	2,9	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,4	1,6	2,9	1,2	1,5	1,7	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,0	1,3	1,4	2,3
14, 15, 19, 21 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,8	2,2	2,5	4,8	1,9	2,3	2,6	4,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,4	1,6	3,0	1,2	1,5	1,7	3,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,0	1,3	1,4	2,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,0	1,3	1,4	2,3
25 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,7	2,4	2,8	5,3	1,8	2,5	2,8	5,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,2	1,4	2,7	1,1	1,4	1,6	2,8
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,9	1,0	1,9	0,9	1,1	1,2	2,0



Продолжение таблицы 3

Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)					
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК ( $\pm\delta$ ), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ( $\pm\delta$ ), %	
		$\cos \varphi = 0,8$ ( $\sin \varphi = 0,6$ )	$\cos \varphi = 0,5$ ( $\sin \varphi = 0,87$ )	$\cos \varphi = 0,8$ ( $\sin \varphi = 0,6$ )	$\cos \varphi = 0,5$ ( $\sin \varphi = 0,87$ )
1	2	3	4	5	6
1-9  (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	1,8	1,5	2,3	2,0
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,4	0,9	2,0	1,6
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,0	0,8	1,8	1,5
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,0	0,8	1,8	1,5
10-13, 16-18, 20, 22-24  (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	4,4	2,5	4,7	2,9
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,4	1,5	2,8	2,0
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,9	1,2	2,4	1,8
14, 15, 19, 21  (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	4,0	2,4	4,2	2,8
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	2,5	1,5	2,9	2,0
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,9	1,2	2,4	1,8
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,9	1,2	2,4	1,8
25  (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	4,3	2,5	4,6	2,8
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,2	1,4	2,7	1,9
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,6	1,0	2,2	1,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ( $\pm\Delta$ ), с		5			
<p>Примечания</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности <math>P = 0,95</math>.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.</p>					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
<b>Нормальные условия:</b> <b>параметры сети:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- сила тока, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности, <math>\cos\varphi</math></li> <li>- температура окружающей среды, °С</li> </ul>	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25
<b>Условия эксплуатации:</b> <b>параметры сети:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- сила тока, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> </ul> <b>диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для ТТ и ТН</li> <li>- для счетчиков</li> <li>- для УСВ-3</li> </ul>	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>емк</sub>  от -10 до +35 от -40 до +60 от -25 до +60
<b>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</b> <b>Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</li> </ul> <b>Устройство синхронизации времени УСВ-3:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> </ul> <b>ИВК:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- коэффициент готовности, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</li> </ul>	220000 2  45000  0,99 1
<b>Глубина хранения информации</b> <b>Электросчетчики:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</li> </ul> <b>ИВК:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	45  3,5

**Надежность системных решений:**

- резервирование питания сервера с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и сервера фиксируются факты:
  - попытка несанкционированного доступа;
  - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
  - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
  - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - перерывы питания

**Защищенность применяемых компонентов:**

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - сервера ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
  - пароль на счетчике;

- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
- ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере 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).

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации типографическим способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	15 шт.
Трансформаторы тока	ТРГ-110	12 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-35	14 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-35	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТШВ-15	12 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНГ-110-У1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-6	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	25 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер на базе виртуальной машины	VMware vSphere High Availability	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-075-2019	1 экз.
Формуляр	ПКФР.411711.002.ФО	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП-312235-075-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) (АИИС КУЭ) Ярославской ТЭЦ-3. Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 05.07.2019 г.

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 и/или МИ 2845-2003 Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$ ... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя;

- средства измерений по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
  - средства измерений по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
  - электросчетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации», Часть 2 «Методика поверки», утвержденным ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03.04.2017 г.;
  - устройства синхронизации времени УСВ-3 – в соответствии с документом РТ-МП-3124-441-2016 «Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Ростест-Москва» 23.03.2016 г.;
  - радиочасы МИР РЧ-02.00 (рег. № 46656-11);
  - прибор комбинированный Testo 622 (рег. № 53505-13).
- Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.
- Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

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

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ярославской ТЭЦ-3», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ярославской ТЭЦ-3**

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**

Публичное акционерное общество «Территориальная генерирующая компания №2» (ПАО «ТГК-2»)

ИНН 7606053324

Адрес: 150003, г. Ярославль, ул. Пятницкая, д. 6

Телефон: +7 (4852) 79-70-86

E-mail: [energy@tgc-2.ru](mailto:energy@tgc-2.ru)

#### **Заявитель**

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

ИНН 7725766980

Адрес: 117218, г. Москва, ул. Большая Черёмушкинская, д. 25, стр. 97, этаж 3, к. 309

Телефон/факс: +7 (499) 397-78-12/753-06-78

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

**Испытательный центр**

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

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Мичурина, д. 26, 3

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: [encomplex@yandex.ru](mailto:encomplex@yandex.ru)

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.