



СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ

ФГУ «Пензенский ЦСМ», д.т.н., проф.

А.А. Данилов

25 июля 2007 г.

<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ПС 110/10/6 кВ «Нерехта-1» ОАО «Костромаэнерго» АИИС КУЭ ПС «Нерехта-1»</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>35645-07</u></p>
---	---

Изготовлена по технической документации ЗАО «НПК «КАРИ» в соответствии с технорабочим проектом АИИС.411711.103 ТП. Заводской номер 1.

Назначение и область применения

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ПС 110/10/6 кВ «Нерехта-1» ОАО «Костромаэнерго» (далее по тексту – АИИС КУЭ ПС «Нерехта-1») предназначена для измерений электрической энергии, мощности, календарного времени и интервалов времени.

Область применения: организация коммерческого учёта электрической энергии и мощности на ПС 110/10/6 кВ «Нерехта-1» ОАО «Костромаэнерго» (г. Кострома), в том числе для взаимных расчётов между покупателем и продавцом на оптовом рынке электрической энергии (ОРЭ).

Описание

АИИС КУЭ ПС «Нерехта-1» представляет собой двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

Функции, реализованные в АИИС КУЭ ПС «Нерехта-1»:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор результатов измеренных приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин), привязанных к единому календарному времени;
- передача результатов измерений в центр сбора данных (ЦСД) ОАО «Костромаэнерго» – в измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ОАО «Костромаэнерго»;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ ПС «Нерехта-1»;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ПС «Нерехта-1»;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ ПС «Нерехта-1».

Состав АИИС КУЭ ПС «Нерехта-1»:

- измерительно-информационные комплексы (ИИК) точек измерений электроэнергии – первый уровень;
- информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) – второй уровень;
- технические средства приёма-передачи данных.

Уровень ИИК обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВКЭ;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО.

ИИК включают в себя следующие средства измерений:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983;
- счётчики электрической энергии по ГОСТ 30206 и ГОСТ 26035, включающие в себя средства обеспечения ведения единого времени (СОЕВ).

Состав ИИК приведён в таблице 1.

Таблица 1 – Состав ИИК

№ ИК	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК	Класс точности	№ в Государственном реестре СИ	Кол-во шт.
1	ВЛ110 кВ «Нерехта-Мотордеталь1»	ТБМО-110	0,2	23256-05	3
		НАМИ-110	0,2	24218-03	3
		СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S/1,0	27524-04	1
2	ВЛ110 кВ «Нерехта-Мотордеталь2»	ТБМО-110	0,2	23256-02	3
		НАМИ-110	0,2	24218-03	3
		СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S/1,0	27524-04	1
3	Фидер №661 ЗАО СТС «НГМЗ»	ТПОЛ-10	0,5	1261-02	2
		НТМИ-6-66	0,5	2611-70	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
4	Фидер №662 Город	ТПЛМ-10	0,5	2363-68	2
		НТМИ-6-66	0,5	2611-70	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
5	Фидер №664 Город	ТПОЛ-10	0,5	1261-02	2
		НТМИ-6-66	0,5	2611-70	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
6	Фидер №665 Город	ТПОЛ-10	0,5	1261-02	2
		НТМИ-6-66	0,5	2611-70	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
7	Фидер №666 ОАО «Термопластхолл»	ТПФ-10	1,0	814-00	1
		ТПФМ-10	1,0	814-53	1
		НТМИ-6-66	0,5	2611-70	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
8	Фидер №667 Овощебаза	ТПЛМ-10	0,5	2363-68	2
		НТМИ-6-66	0,5	2611-70	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
9	Фидер №668 ФГУП «Базальт»	ТПОЛ-10	0,5	1261-02	2
		НТМИ-6-66	0,5	2611-70	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
10	Фидер №669 ОАО «Термопластхолл»	ТПФ-10	0,5	814-00	2
		НТМИ-6-66	0,5	2611-70	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1

№ ИК	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК	Класс точности	№ в Государственном реестре СИ	Кол-во шт.
11	Фидер №670 ФГУП «Базальт»	ТПЛ-10	0,5	1276-59	2
		НТМИ-6-66	0,5	2611-70	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
12	Фидер №671 ФГУП «Базальт»	ТПЛ-10	0,5	1276-59	2
		НТМИ-6-66	0,5	2611-70	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
13	Фидер №672 ДБС-2000	ТПЛ-10	0,5	1276-59	2
		НТМИ-6-66	0,5	2611-70	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
14	0,22 кВ ТСН-1	ТШ-0,66У3	0,5	6891-84	3
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
15	0,22 кВ ТСН-2	ТШ-0,66У3	0,5	6891-84	3
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
16	Фидер 10-01 ПС «Нерехта-2»	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10-66У3	0,5	831-69	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
17	Фидер 10-02 Федоровское	ТОЛ-10	0,5	6009-77	2
		НТМИ-10-66У3	0,5	831-69	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
18	Фидер 10-03 Григорцево	ТВЛМ-10	0,5	1856-63	2
		НТМИ-10-66У3	0,5	831-69	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
19	Фидер 10-04	ТВЛМ-10	0,5	1856-63	2
		НТМИ-10-66У3	0,5	831-69	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
20	Фидер 10-05 Лаврово	ТВЛМ-10	0,5	1856-63	2
		НТМИ-10-66У3	0,5	831-69	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
21	Фидер 10-06 Ковалево	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10-66У3	0,5	831-69	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
22	Фидер 10-07 Лужки	ТВЛМ-10	0,5	1856-63	2
		НТМИ-10-66У3	0,5	831-69	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
23	Фидер 10-08 ОАО завод «Маяк»	ТВЛМ-10	0,5	1856-63	2
		НТМИ-10-66У3	0,5	831-69	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
24	Фидер 10-09 ОАО завод «Маяк»	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10-66У3	0,5	831-69	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
25	Фидер 10-10 Лаврово	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10-66У3	0,5	831-69	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
26	Фидер 10-11 ПС «Тяговая»	ТВЛМ-10	0,5	1856-63	2
		НТМИ-10-66У3	0,5	831-69	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1

№ ИК	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК	Класс точности	№ в Государственном реестре СИ	Кол-во шт.
27	Фидер 10-12 ПС «Тяговая»	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10-66У3	0,5	831-69	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
28	0,4 кВ ТСН-4	ТШ-0,66У3	0,5	6891-84	3
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
29	0,4 кВ ТСН-5	ТШ-0,66У3	0,5	6891-84	3
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
32	ВЛ-35 кВ «Нерехта-Смирново»	ТБМО-35	0,5	33045-06	3
		НАМИ-35	0,5	19813-05	1
		СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S/1,0	27524-04	1
33	ВЛ-35 кВ «Нерехта-Рождествено»	ТБМО-35	0,5	33045-06	3
		НАМИ-35	0,5	19813-05	1
		СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S/1,0	27524-04	1
34	ВЛ-110 кВ «Нерехта-Писцово»	ТБМО-110	0,5	23256-05	2
		НАМИ-110	0,2	24218-03	3
		СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S/1,0	27524-04	1
35	ВЛ-110 кВ «Нерехта-Клементьево»	ТБМО-110	0,5	23256-05	2
		НАМИ-110	0,2	24218-03	3
		СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S/1,0	27524-04	1
36	ВЛ-110 кВ «Нерехта-2»	ТБМО-110	0,2	23256-05	3
		НАМИ-110	0,2	24218-03	3
		СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S/1,0	27524-04	1
37	ВЛ-110 кВ «Нерехта-1»	ТБМО-110	0,2	23256-05	3
		НАМИ-110	0,2	24218-03	3
		СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S/1,0	27524-04	1
38	Ввод Т-1 6 кВ	ТПШЛ-10	0,5	11077-87	2
		НТМИ-6-66	0,5	2611-70	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
39	Ввод Т-2 6 кВ	ТПШЛ-10	0,5	11077-87	2
		НТМИ-6-66	0,5	2611-70	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
40	Ввод Т-4 10 кВ	ТВК-10	0,5	8913-82	2
		НТМИ-10-66У3	0,5	831-69	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
41	Ввод Т-5 10 кВ	ТЛМ-10	0,5	2473-00	2
		НТМИ-10-66У3	0,5	831-69	1
		СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1

Примечания

1 В процессе эксплуатации допускается замена ТТ, ТН, счетчиков электроэнергии на аналогичные, класс точности которых не хуже класса точности первоначально указанных в таблице, с внесением необходимых изменений в формуляр без переоформления сертификата об утверждении типа.

2. В процессе эксплуатации допускается замена ТТ, ТН, счетчиков электроэнергии на компоненты утверждённых типов того же или более высокого класса точности, с внесением необходимых изменений в формуляр без внесения изменений в метрологические характеристики измерительного канала и без переоформления сертификата об утверждении типа.

Второй уровень – уровень ИВКЭ, построен на базе устройства сбора и передачи данных для коммерческого учёта энергоресурсов «ТОК-С» (№ 13923-94 в Государственном реестре средств измерений). В состав ИВКЭ также входят СОЕВ. Уровень ИВКЭ обеспечивает:

- автоматический сбор значений результатов измерений ИИК;
- автоматическое выполнение синхронизации времени в УСПД, поддержание времени и синхронизацию времени по каждому ИИК;
- сбор данных о состоянии средств измерений;
- ведения «Журнала событий»;
- предоставление доступа ИВК к результатам измерений;
- предоставление доступа ИВК к данным о состоянии объектов и средств измерений;
- конфигурирование и настройку параметров программно-технических средств;
- контроль работоспособности программно-технических средств;
- хранение данных о состоянии объектов и средств измерений;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных.

Между ИВКЭ и ИАСУ КУ организованы основной и резервный каналы связи, разделенные на физическом и логическом уровнях и обеспечивающие передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных от ИВКЭ в ИАСУ КУ.

Основные технические характеристики

Основные технические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технические характеристики

№ пп	Наименование характеристики	Значение
1	Число измерительных каналов АИИС КУЭ ПС «Нерехта-1»	39
2	Номинальное значение верхнего предела измерений тока для ИК (№№ 38, 39)	2 000 А
3	Номинальное значение верхнего предела измерений тока для ИК (№№ 40, 41)	1 500 А
4	Номинальное значение верхнего предела измерений тока для ИК (№№ 3, 5, 6, 9, 14, 15, 28, 29 34, 35)	600 А
5	Номинальное значение верхнего предела измерений тока для ИК (№№ 4, 8, 10 – 13)	400 А
6	Номинальное значение верхнего предела измерений тока для ИК (№№ 1, 2, 20, 22 – 27, 36, 37)	300 А
7	Номинальное значение верхнего предела измерений тока для ИК (№№ 7, 32)	200 А
8	Номинальное значение верхнего предела измерений тока для ИК (№ 16)	150 А
9	Номинальное значение верхнего предела измерений тока для ИК (№№ 17 – 19, 21, 33)	100 А
10	Диапазон первичного напряжения для ИК (№№ 1, 2, 34 – 37)	(99 – 121) кВ
11	Диапазон первичного напряжения для ИК (№№ 32, 33)	(31,5 – 38,5) кВ
12	Диапазон первичного напряжения для ИК (№№ 16 – 27, 40, 41)	(9 – 11) кВ
13	Диапазон первичного напряжения для ИК (№№ 3 – 13, 38, 39)	(5,4 – 6,6) кВ
14	Диапазон первичного напряжения для ИК (№№ 28, 29)	(0,36 – 0,44) кВ
15	Диапазон первичного напряжения для ИК (№№ 14, 15)	(198 – 242) В
16	Коэффициент мощности cosφ	(0,8 – 1,0) емк. (0,5 – 1,0) инд.

17	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 1, 2, 36, 37), включающих ТТ класса точности 0,2 ; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 0,5S при емкостной нагрузке:</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm (1,1 - 1,7) \%$ $\pm (0,8 - 1,0) \%$ $\pm (0,8 - 0,9) \%$ $\pm (0,8 - 0,9) \%$
18	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 1, 2, 36, 37), включающих ТТ класса точности 0,2; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 0,5S при индуктивной нагрузке:</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm (1,1 - 2,4) \%$ $\pm (0,8 - 1,4) \%$ $\pm (0,8 - 1,2) \%$ $\pm (0,8 - 1,2) \%$
19	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 3 – 6, 8 – 13, 16 – 27, 32, 33, 38 – 41), включающих ТТ класса точности 0,5; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 0,5S при емкостной нагрузке:</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,2 I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm (1,9 - 3,2) \%$ $\pm (1,2 - 1,8) \%$ $\pm (1,1 - 1,5) \%$ $\pm (1,1 - 1,5) \%$
20	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 3 – 6, 8 – 13, 16 – 27, 32, 33, 38 – 41), включающих ТТ класса точности 0,5; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 0,5S при индуктивной нагрузке:</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm (1,9 - 5,7) \%$ $\pm (1,2 - 3,1) \%$ $\pm (1,1 - 2,4) \%$ $\pm (1,1 - 2,4) \%$
21	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 14, 15, 28, 29), включающих ТТ класса точности 0,5 и счетчики класса точности 0,5S при емкостной нагрузке:</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,2 I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm (1,9 - 3,1) \%$ $\pm (1,1 - 1,6) \%$ $\pm (0,9 - 1,2) \%$ $\pm (0,9 - 1,2) \%$
22	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 14, 15, 28, 29), включающих ТТ класса точности 0,5 и счетчики класса точности 0,5S при индуктивной нагрузке:</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm (1,9 - 5,6) \%$ $\pm (1,1 - 2,8) \%$ $\pm (0,9 - 2,0) \%$ $\pm (0,9 - 2,0) \%$

23	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 34, 35), включающих ТТ класса точности 0,5; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 0,5S при емкостной нагрузке:</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm (1,9 - 3,1) \%$ $\pm (1,1 - 1,7) \%$ $\pm (0,9 - 1,3) \%$ $\pm (0,9 - 1,3) \%$
24	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 34, 35), включающих ТТ класса точности 0,5; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 0,5S при индуктивной нагрузке:</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm (1,9 - 5,6) \%$ $\pm (1,1 - 2,9) \%$ $\pm (0,9 - 2,1) \%$ $\pm (0,9 - 2,1) \%$
25	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№ 7), включающих ТТ класса точности 1,0; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 0,5S при емкостной нагрузке:</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm (3,5 - 5,8) \%$ $\pm (1,9 - 3,0) \%$ $\pm (1,5 - 2,2) \%$ $\pm (1,5 - 2,2) \%$
26	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№ 7), включающих ТТ класса точности 1,0; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 0,5S при индуктивной нагрузке:</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm (3,5 - 10,9) \%$ $\pm (1,9 - 5,6) \%$ $\pm (1,5 - 3,9) \%$ $\pm (1,5 - 3,9) \%$
27	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 1, 2, 36, 37), включающих ТТ класса точности 0,2; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 1,0 при емкостной нагрузке ($\sin\varphi = 0,6$):</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 2,5 \%$ $\pm 1,6 \%$ $\pm 1,4 \%$ $\pm 1,4 \%$
28	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 1, 2, 36, 37), включающих ТТ класса точности 0,2; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 1,0 при индуктивной нагрузке ($\sin\varphi = 0,866$):</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 1,9 \%$ $\pm 1,4 \%$ $\pm 1,3 \%$ $\pm 1,3 \%$

29	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 3 – 6, 8 – 13, 16 – 27, 32, 33, 38 – 41), включающих ТТ класса точности 0,5 ; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 1,0 при емкостной нагрузке ($\sin\varphi = 0,6$):</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 4,8\%$ $\pm 2,7\%$ $\pm 2,2\%$ $\pm 2,2\%$
30	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 3 – 6, 8 – 13, 16 – 27, 32, 33, 38 – 41), включающих ТТ класса точности 0,5; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 1,0 при индуктивной нагрузке ($\sin\varphi = 0,866$):</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 3,0\%$ $\pm 1,9\%$ $\pm 1,6\%$ $\pm 1,6\%$
31	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 14, 15, 28, 29) включающих ТТ класса точности 0,5 и счетчики класса точности 1,0 при емкостной нагрузке ($\sin\varphi = 0,6$):</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 4,7\%$ $\pm 2,5\%$ $\pm 1,9\%$ $\pm 1,9\%$
32	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 14, 15, 28, 29), включающих ТТ класса точности 0,5 и счетчики класса точности 1,0 при индуктивной нагрузке ($\sin\varphi = 0,866$):</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 2,9\%$ $\pm 1,7\%$ $\pm 1,5\%$ $\pm 1,5\%$
33	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 34, 35), включающих ТТ класса точности 0,5; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 1,0 при емкостной нагрузке ($\sin\varphi = 0,6$):</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 4,7\%$ $\pm 2,6\%$ $\pm 2,0\%$ $\pm 2,0\%$
34	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 34, 35), включающих ТТ класса точности 0,5; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 1,0 при индуктивной нагрузке ($\sin\varphi = 0,866$):</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 2,9\%$ $\pm 1,8\%$ $\pm 1,5\%$ $\pm 1,5\%$

35	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 7), включающих ТТ класса точности 1,0; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 1,0 при емкостной нагрузке ($\sin\varphi = 0,6$):</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 8,9\%$ $\pm 4,6\%$ $\pm 3,3\%$ $\pm 3,3\%$
36	<p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 7), включающих ТТ класса точности 1,0; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 1,0 при индуктивной нагрузке ($\sin\varphi = 0,866$):</p> <ul style="list-style-type: none"> – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,05 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 0,2 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,0 I_{ном}$ – в точке диапазона первичного тока сети $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 5,2\%$ $\pm 2,8\%$ $\pm 2,1\%$ $\pm 2,1\%$
37	<p>Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений для всех ИК, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной в пределах рабочего диапазона на каждые 10°C:</p> <ul style="list-style-type: none"> – при измерении количества активной электрической энергии: <ul style="list-style-type: none"> при $\cos\varphi=1$ при $\cos\varphi=0,5$. – при измерении количества реактивной электрической энергии 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 0,3\%$ $\pm 0,5\%$ $\pm 0,5 \delta_{Qco}$
38	<p>Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для всех ИК, вызванной изменением первичного напряжения в пределах $\pm 10\%$:</p> <ul style="list-style-type: none"> при $\cos\varphi=1$ при $\cos\varphi=0,5$ 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 0,2\%$ $\pm 0,4\%$
39	<p>Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений для всех ИК, вызванной изменением частоты в пределах $\pm 5\%$:</p> <ul style="list-style-type: none"> – при измерении количества активной электрической энергии – при измерении количества реактивной электрической энергии 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 0,2\%$ $\pm 0,5 \delta_{Qco}$
40	<p>Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений для всех ИК, вызванной внешним магнитным полем до $0,5 \text{ мТл}$:</p> <ul style="list-style-type: none"> – при измерении количества активной электрической энергии – при измерении количества реактивной электрической энергии 	<ul style="list-style-type: none"> $\pm 1,0\%$ $\pm \delta_{Qco}$
41	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений календарного времени и интервалов времени	$\pm 5 \text{ с}$

Условия эксплуатации определяются условиями эксплуатации оборудования, входящего в комплект поставки АИИС КУЭ ПС «Нерехта-1»:

Рабочие условия эксплуатации:

– температура (для ТН и ТТ), установленных в

– ОРУ

($[-40] - 30$) $^\circ\text{C}$

– ЗРУ

($0 - 25$) $^\circ\text{C}$

– температура (для счётчиков и компьютера)

($0 - 25$) $^\circ\text{C}$

– относительная влажность окружающего воздуха, %, не более

80 (при 30°C);

– атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)

84 – 106,7; (630 – 800);

– напряжение питающей сети переменного тока

(198 – 242) В

– частота питающей сети

(47,5 – 52,5) Гц

Средняя наработка на отказ

35000 ч

Средний срок службы

10 лет

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ ПС «Нерехта-1».

Комплектность

В комплект АИИС КУЭ ПС «Нерехта-1» входят технические и программные средства, а также документация, представленные в таблицах 3-5 соответственно.

Таблица 3 – Технические средства

№	Наименование	Обозначение	Количество
4	Трансформатор напряжения	ПАММН – 55	2
5	Трансформатор тока	ТБМО – 110	16
6	Трансформатор тока	ТПОЛ – 10	8
7	Трансформатор тока	ТПШЛ – 10	4
8	Трансформатор тока	ТПФ – 10	3
9	Трансформатор тока	ТПФМ – 10	1
10	Трансформатор тока	ТПЛМ – 10	4
11	Трансформатор тока	ТПЛ – 10	6
12	Трансформатор тока	ТЛМ – 10	10
13	Трансформатор тока	ТОЛ – 10	2
14	Трансформатор тока	ТВЛМ – 10	12
15	Трансформатор тока	ТБМО – 35	6
16	Трансформатор тока	ТВК – 10	2
17	Счётчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03.01 кл. 0,5S/1,0 3x57.7/100В, 5А	ИЛГШ.411152.124 ТУ	8
18	Счётчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.02.2 кл. 0,5S/1,0 3x57.7/100В, 5А	ИЛГШ.411152.071 ТУ	29
19	Счётчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.02.2 кл. 0,5S/1,0 (120-230)(208-400), 5А	ИЛГШ.411152.071 ТУ	4
20	ИВКЭ	УСПД ТОК – С	1
21	Регистратор - модуль коррекции часов внешний	АГУР.411429.001	1
22	Каналообразующая аппаратура в составе: – xDSL-модем – GSM-модем	AnCOM ST Siemens TC-35	1 1
23	Повторитель интерфейса RS- 485	МОХА ТСС-120	1
24	Вспомогательное оборудование в составе: – Источник бесперебойного питания ; – Промышленный источник питания 24В	APC BACK CS 500 Alpha-Power 24 – 1,5	1 1

Таблица 4 – Программные средства

№	Наименование	Обозначение	Количество
1.	ПО "Конфигуратор – СЭТ 4ТМ"		1
2.	ПО УСПД «ТОК – С» в составе: - «Конфигуратор УСПД», - «Микроток»		1 1

Таблица 5 – Документация

№	Наименование	Количество
1	АИИС.411711.103.ЭД Ведомость эксплуатационных документов	1
2	АИИС.411711.103.И2 Технологическая инструкция	1
3	АИИС.411711.103.ИЭ Инструкция по эксплуатации	1
4	АИИС.411711.103.ПС Паспорт	1
5	АИИС.411711.103.ФО Формуляр	1
6	АИИС.411711.103 Том 1. Технический проект	1
7	АИИС.411711.103 Том 2. Рабочая документация	1
8	АИИС КУЭ ПС «Нерехта-1». Методика поверки	1

Поверка

Поверка производится в соответствии с документом «АИИС КУЭ ПС «Нерехта-1». Методика поверки», согласованным ГЦИ СИ ФГУ «Пензенский ЦСМ» 25 июля 2007 г.

Основное оборудование, используемое при поверке:

- вольтамперфазометр Ретометр;
- вольтметр универсальный В7-68;
- приёмник сигналов точного времени;
- средства поверки в соответствии с нормативными документами (ГОСТ 8.216, ГОСТ 8.217, МИ 2845, методика поверки счётчиков СЭТ – 4ТМ.03.01, СЭТ – 4ТМ.02.2, методика поверки устройства сбора и передачи данных для коммерческого учёта энергоресурсов ТОК–С), регламентирующими поверку средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ ПС «Нерехта-1».

Межповерочный интервал – четыре года.

Нормативные и технические документы

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия»

ГОСТ 30206-94 «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2 S и 0,5 S)»

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

ИЛГШ.411152.071 ТУ «Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.02.2. Общие технические условия»

Система, автоматизированная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ПС «Нерехта-1». Технорабочий проект АИИС.411711.103 .

Заключение

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии ПС 110/10/6 кВ «Нерехта-1» ОАО «Костромаэнерго» АИИС КУЭ ПС «Нерехта-1» утверждён с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации.

Изготовитель – ЗАО «НПК «КАРИ»

☒ 150030, г. Ярославль, Московский пр-т, 74 ☎ (4852) 47-99-09

Заявитель – ОАО «Костромаэнерго»

☒ 156961, Кострома, Мира пр. ☎ (4942) 39-63-59

Директор по реализации услуг
ОАО «Костромаэнерго»

А.А. Никонов