Система информационно-измерительная автоматизированная ЕАСДКиУ

Руководство по эксплуатации

ЕСАН.421449.001РЭ

© МНПП «САТУРН», 2006 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1. НАЗНАЧЕНИЕ 3
2. СОСТАВ ИИС 4
3. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ 6
4. УСТРОЙСТВО И РАБОТА 11
4.1 Структура и принцип действия ИИС 11
4.2 Измерительные компоненты ИИС 13
4.2 Связующие компоненты ИИС 14
4.3 Вычислительные компоненты ИИС 17
4.4 Выполняемые функции 21
5. МАРКИРОВКА И ПЛОМБИРОВАНИЕ 28
6. УПАКОВКА 29
7. КОМПЛЕКТНОСТЬ 29
8. УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ 30
9. ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ 31
9.1 Порядок монтажа 31
9.2 Подготовка к работе 31
9.3 Индивидуальные испытания 31
9.4 Комплексная наладка 32
10. ПОРЯДОК РАБОТЫ 46
11. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ 65
12. ПОВЕРКА 65
13. ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ 66
14. ПРИЛОЖЕНИЯ 67

Настоящее руководство по эксплуатации предназначено для ознакомления с принципом работы, устройством, конструкцией и правилами эксплуатации системы информационно-измерительной автоматизированной ЕАСДКиУ.

Перед началом эксплуатации системы ЕАСДКиУ необходимо внимательно ознакомиться с соответствующей проектной документацией оснащаемого системой объекта, паспортом ЕСАН.421449.001ПС и настоящим руководством по эксплуатации, а также с технической документацией на измерительные, связующие, вычислительные и вспомогательные компоненты, входящие в состав системы. Полный перечень компонентов системы для конкретного объекта приведен в паспорте ЕСАН.421449.001ПС.

Постоянная работа изготовителя над совершенствованием системы, её возможностей, повышением надежности и удобства эксплуатации может приводить к некоторым непринципиальным изменениям в конструкции системы и её отельных компонентов, не отраженным в настоящем издании руководства по эксплуатации, при этом не ухудшающим метрологические и технические характеристики системы.

1. НАЗНАЧЕНИЕ

Системы информационно-измерительные автоматизированные ЕАСДКиУ (в дальнейшем – ИИС ЕАСДКиУ) предназначены для измерений, коммерческого, технологического учета количества тепловой и электрической энергии, объема, массы, объемного и массового расхода, температуры и давления теплоносителя, горячей и холодной воды, мощности электрической энергии, мониторинга параметров систем теплопотребления, имеющих различную конфигурацию, водопотребления, электропотребления, сбора, хранения, визуального представления, документирования результатов измерений и информации о потреблении энергоресурсов при коммерческих расчетах между потребителем и энергоснабжающей организацией.

Область применения ИИС – технологический контроль и коммерческий учет в сетях и объектах теплоснабжения, водоснабжения, электроснабжения в промышленности, энергетике и жилищно-коммунальном хозяйстве.

ИИС – территориально распределенная система, проектируется для конкретных объектов и принимается как законченное изделие непосредственно на объекте эксплуатации (система вида ИС-2 согласно ГОСТ Р 8.596). Установка системы на месте эксплуатации осуществляется в соответствии с проектной документацией на систему и эксплуатационной документацией на входящие в нее компоненты.

Условия эксплуатации компонентов ИИС – в соответствии с нормативно-технической документацией на компоненты системы согласно рабочему проекту, но не менее:

- температура окружающего воздуха от 5 до 50 °С;
- относительная влажность окружающего воздуха до 80% при 35°С без конденсации влаги;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа.

ИИС построена на основе программного обеспечения SCADA-системы «LanMon».

2. СОСТАВ ИИС

ИИС состоит из следующих компонентов:

1 **Измерительные компоненты ИИС** – средства измерений, для которых отдельно нормированы метрологические характеристики: теплосчетчики классов С и В по ГОСТ Р 51649-2000 (с первичными преобразователями расхода, давления и температуры), счетчики холодной и горячей воды классов А и В по ГОСТ Р 50193.1-92, счетчики электрической энергии переменного тока классов 1 и 2 по ГОСТ 30207-94, ГОСТ 26035-83, класса 0,5 по ГОСТ 30206-94 (см. таблица 1).

Таблица 1

№	Наименование прибора	Номер в Государственном реестре	Интерфейс подключения к системам
1	Теплосчетчик КМ-5	18361-01	RS-232 (RS-485)
2	Теплосчетчик ТЭМ-106	26326-06	RS-232 (RS-485)
3	Теплосчетчик ВИС.Т-ТС(НС)	20064-01	RS-232, Ethernet
4	Счетчик количества теплоты и воды ультразвуковой SKU-02	20974-01	RS-232
5	Тепловычислитель Логика СПТ 943	28895-05	RS-232
6	Теплосчетчик ТЭРМ-02	17364-02	RS-232
7	Теплосчетчик SA-94	14641-05	RS-232
8	Теплосчетчик ТЭМ-05	16533-03	RS-232
9	Теплосчетчик Таран-Т	14125-00	RS-232
10	Теплосчетчик ЭСКО-Т	23134-02	RS-232 (RS-485)
11	Тепловычислитель Взлет ТСРВ	27010-04	RS-485
12	Теплосчетчики ТСК7 с вычислителем количества теплоты ВКТ-7	23194-02 23195-06	RS-232
13	Теплосчетчики ТСК6 с вычислителем количества теплоты ВКТ-7	26641-04 23195-06	RS-232
14	Теплосчетчик Практика-Т	27230-04	RS-232, RS-485, Ethernet
15	Счетчик ватт-часов активной энергии переменного тока статический Меркурий 200	24410-04	CAN
16	Счетчик электрической энергии трехфазный статический Меркурий 230	23345-04	CAN
17	Счетчик активной электрической энергии ЭЭ8003/2	РБ 03 13 0639 98	RS-485
18	Счетчик электрической энергии ЦЭ6827М1	28847-05	RS-485
19	Счетчики горячей, холодной воды СХ, СХИ, СГ, СГИ	17844-04	Имп.выход

№	Наименование прибора	Номер в Государственном реестре	Интерфейс подключения к системам
20	Счетчики горячей, холодной воды ETK, ETW	19727-03	Имп.выход
21	Счетчики горячей, холодной воды ВСГ, ВСГд	23648-02	Имп.выход
22	Счетчики горячей, холодной воды ВСХ, ВСХд	23649-02	Имп.выход
23	Счетчики горячей, холодной воды WFK2, WFW2	25986-04	Имп.выход
24	Счетчики горячей, холодной воды ВМХ, ВМГ	26343-04	Имп.выход
25	Счетчики горячей, холодной воды ОСВ, ОСВИ	17325-98	Имп.выход
26	Счетчики холодной воды MT 50QN-T	23554-04	Имп.выход
Примечание – Допускается подключение всех вариантов исполнения теплосчетчиков, счетчиков воды, счетчиков электроэнергии, приведенных в соответствующих описаниях типов			

2 **Связующие компоненты ИИС** – технические устройства, каналообразующая аппаратура или часть окружающей среды, предназначенные или используемые для передачи с минимально возможными искажениями сигналов, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента ИИС к другому:

- проводные линии связи по интерфейсам RS-232, RS-485, СОС-95, CAN, Ethernet и т.п. с соответствующими блоками согласования протоколов обмена: ДР, БКД-М, БКД-МЕ, БПДД-RS, БПДД-Е, БПДД-RS-485М БПДД-RS-485П, БПДД-RS-485К, БПДД-CAN, Moxa NPort, БТС-2, ретрансляторами УСЛ-А, УСЛ-АС, УСЛ-П, УСЛ-ПС, блоками грозозащиты ГР-1, ГР-1Д и др.;
- телефонные линии связи;
- GSM-каналы передачи данных;
- радиоканалы передачи данных;
- оптоволоконные и оптические линии связи.

3 **Вычислительные компоненты ИИС** – цифровые вычислительные устройства с программным обеспечением, выполняющие сбор и визуальное отображение измерительной информации, логические операции, вычисления и управление работой системы: серверы баз данных, автоматизированные рабочие места диспетчера (АРМ):

- IBM AT-совместимые серийно выпускаемые компьютеры, работающие под управлением операционной системы «Windows», мониторы, клавиатуры, манипуляторы «мышь», акустические системы;
- программное обеспечение SCADA-системы «LanMon» в составе: «АРМ LanMon», «Сервер LanMon», «Сервер OPC DA 2,0», «Клиент OPC DA 2,0», «Сервер OPC HDA», «Клиент OPC HDA», «Управляющая программа домового регистратора», «OproisLib», «ArchTool»;
- система управления базами данных (СУБД) «PostgreSQL».

4 **Вспомогательные компоненты ИИС** – технические устройства, обеспечивающие нормальное функционирование системы, но не участвующие непосредственно в измерительных преобразованиях: принтеры, блоки бесперебойного питания и т.д.

Типы и количество компонент ИИС указано в паспорте на систему ЕСАН.421449.001ПС.

3. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Количество измерительных каналов ИИС определяется потребителем в техническом задании при заказе системы и зависит от количества контролируемых систем теплопотребления, водопотребления, электропотребления, периода считывания измерительной информации, выбранных связующих компонентов и производительности компьютера серверов баз данных и АРМ. Типы и количество каналов указано в паспорте на систему ЕСАН.421449.001ПС.

Диапазоны измерений измерительных каналов ИИС в зависимости от типа применяемого измерительного компонента приведены в таблице 2.

Таблица 2

Измеряемый параметр	Тип измерительного компонента	Диапазон измерения
Температура теплоносителя (воды)	КМ-5	1 – 150º С
	ТЭМ-106	0 – 150º С
	ВИС.Т-ТС(НС)	0 – 150º С
	SKU-02	0 – 150º С
	Логика СПТ 943	0 – 175º С
	ТЭРМ-02	0 – 150º С
	SA-94	5 – 150º С
	ТЭМ-05	0 – 150º С
	Таран-Т	2 – 200º С
	ЭСКО-Т	3 – 150º С
	Взлет ТСРВ	0 – 180º С
	ТСК7	0 – 180º С
	ТСК6	0 – 160º С
	Практика-Т	0 – 150º С
Объемный расход теплоносителя (воды)	КМ-5	0,0025 – 2500 $м^3$/ч (Ду от 15 до 300 мм)
	ТЭМ-106	0,02 – 2000 $м^3$/ч (Ду от 10 до 1000 мм)
	ВИС.Т-ТС(НС)	0,002 – 2500 $м^3$/ч (Ду от 10 до 300 мм)
	SKU-02	0,15 – 28000 $м^3$/ч (Ду от 25 до 1000 мм)
	Логика СПТ 943	0 – 10^5 $м^3$/ч
	ТЭРМ-02	0,15 – 250 $м^3$/ч (Ду от 15 до 100 мм)
	SA-94	0,25 – 4000 $м^3$/ч (Ду от 10 до 400 мм)
	ТЭМ-05	0,02 – 2000 $м^3$/ч (Ду от 10 до 1000 мм)
	Таран-Т	0,08 – 1880 $м^3$/ч (Ду от 15 до 300 мм)
	ЭСКО-Т	0,015 – 600 $м^3$/ч (Ду от 15 до 150 мм)
	Взлет ТСРВ	0,02 – 10^6 $м^3$/ч (Ду от 15 до 300 мм)
	ТСК7	0 – 10^6 $м^3$/ч
	ТСК6	0 – 10^6 $м^3$/ч
	Практика-Т	0,02 – 2500 $м^3$/ч (Ду от 10 до 300 мм)
Давление измеряемой среды (теплоносителя, воды)	КМ-5	0 – 1,6 МПа
	ТЭМ-106	0 – 2,5 МПа
	ВИС.Т-ТС(НС)	0,01 – 2,5 МПа
	SKU-02	0,01 – 1,6 МПа

Измеряемый параметр	Тип измерительного компонента	Диапазон измерения
	Логика СПТ 943	0 – 1,6 МПа
	ТЭРМ-02	0 – 1,6 МПа
	SA-94	0 – 4,0 МПа
	ТЭМ-05	0 – 2,5 МПа
	Таран-Т	0 – 2,5 МПа
	ЭСКО-Т	0,1 – 2,5 МПа
	Взлет ТСРВ	0 – 2,5 МПа
	ТСК7	0 – 1,6 МПа
	ТСК6	0 – 2,5 МПа
	Практика-Т	0 – 1,6 МПа
Объем холодной, горячей воды	СХ (СХИ), СГ (СГИ)	0 – 99 999 м^3 (Ду =15;20 мм)
	ETK, ETW	0 – 99 999 м^3 (Ду =15;20 мм)
	ВСХ, ВСХд	0 – 99 999 м^3 (Ду =15-250 мм)
	ВСГ, ВСГд	0 – 99 999 м^3 (Ду =15-250 мм)
	WFK2, WFW2	0 – 99 999 м^3 (Ду =15;20 мм)
	ВМХ, ВМГ	0 – 9999999 м^3 (Ду =50-200 мм)
	ОСВ, ОСВИ	0 – 99 999 м^3 (Ду =25-40 мм)
	MT 50QN-T	0 – 99 999 м^3 (Ду =15-40 мм)

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительных каналов количества теплоты не превышают значений, вычисленных по формулам, приведенным в таблице 3.

Таблица 3

Класс прибора по ГОСТ Р 51649-2000	Формулы для вычисления пределов допускаемой относительной погрешности δT_{max}, %
С	$\delta T_{\max} = \pm\left(2 + 4\frac{\Delta t_H}{\Delta t} + 0{,}01\frac{G_B}{G}\right)$
В	$\delta T_{\max} = \pm\left(3 + 4\frac{\Delta t_H}{\Delta t} + 0{,}02\frac{G_B}{G}\right)$
Примечание Δt – значение разности температур между подающим и обратным трубопроводами, °С; Δt_H – минимальное измеряемое значение разности температур между подающим и обратным трубопроводами, °С; G, GB – измеренное значение объемного расхода теплоносителя и его наибольшее значение, м^3/ч	

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительных каналов ИИС при измерении объемного и массового расхода, объема и массы теплоносителя не превышают значений, приведенных в таблице 4.

Таблица 4

Измерительный компонент	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %
КМ-5	±1 % для ПРЭ класс А1 при $1 \le G_{max}/G \le 1000$
	±2 % для ПРЭ класс В1

Измерительный компонент	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %
	±5 % для ПРЭ класс С1
ТЭМ-106	не более ±2 % при $0{,}04G_B \le G \le G_B$, в зависимости от типа ИП
ВИС.Т-ТС(НС)	±2 % при $G_H \le G \le 0{,}1G_B$
	±0,6 % при $0{,}1G_B \le G \le G_B$
SKU-02	± 2 % при $0{,}04Q_{max} \le Q \le Q_{max}$
Логика СПТ 943	±0,01 % без учета ИП (но не более ±2%)
ТЭРМ-02	± 2 % при $0{,}04Q_{max} \le Q \le Q_{max}$
	± 3 % при $0{,}02Q_{max} \le Q \le 0{,}04Q_{max}$
	$\pm(0{,}06Q_{max}/Q)$ % при $0{,}01Q_{max} \le Q \le 0{,}02Q_{max}$
SA-94	± 2 %
ТЭМ-05	не более ±2 % при $0{,}04G_B \le G \le G_B$, в зависимости от типа ИП
Таран-Т	± 0,8 %
ЭСКО-Т	± 1,5 % при $0{,}04G_{max} \le G_i \le G_{max}$
	$\pm\left[1{,}5+13{,}34\left(0{,}04-\frac{G_i}{G_{\max}}\right)\right]$% при $G_{min} \le G_i < 0.04G_{max}$
Взлет ТСРВ	±0,2 % без учета ИП (но не более ±2%)
ТСК7	± 2 % при расходе не менее переходного
ТСК6	± 2 % при расходе не менее переходного
Практика-Т	±1,0 % при $0{,}04Q_{max} \le Q \le Q_{max}$
	$\pm(1{,}0\ \%+0{,}01\ Q_{max}/Q)$ % при $Q_{min} \le Q \le Q_{max}$

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительных каналов ИИС при измерении объема холодной, горячей воды приведены в таблице 5.

Таблица 5

Измерительный компонент	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %
СХИ (СХ), СГИ (СГ)	Класс А, В по ГОСТ 50193.1-92 для *Ду* =15;20 мм
ETKi (ETK), ETWi (ETW)	Класс А, В по ГОСТ 50193.1-92 для *Ду* =15;20 мм
ВСХд, ВСХ	±5 % в диапазоне от $Q_{min} \le Q \le Q_t$ (исключая) *Ду* =15-40 мм
	±2 % в диапазоне от $Q_t \le Q \le Q_{max}$ (включая) *Ду* =15-40 мм
	±4 % в диапазоне от $Q_{min} \le Q \le Q_t$ (исключая) *Ду* = 50-250мм
	±1,5% в диапазоне от $Q_t \le Q \le Q_{max}$ (включая) *Ду* = 50-250мм

Измерительный компонент	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %
ВСГд, ВСГ	±5 % в диапазоне от $Q_{min} \leq Q \leq Q_t$ (исключая) *Ду* =15-40 мм
	±2 % в диапазоне от $Q_t \leq Q \leq Q_{max}$ (включая) *Ду* =15-40 мм
	±4 % в диапазоне от $Q_{min} \leq Q \leq Q_t$ (исключая) *Ду* = 50-250мм
	±1,5% в диапазоне от $Q_t \leq Q \leq Q_{max}$ (включая) *Ду* = 50-250мм
WFK2, WFW2	Класс А, В по ГОСТ 50193.1-92 для *Ду* =15;20 мм
ВМХ, ВМГ	Класс В по ГОСТ 50193.1-92 для *Ду* =50-200 мм
ОСВ, ОСВИ	Класс В по ГОСТ 50193.1-92 для *Ду* =25-40 мм
МТ 50QN-Т	±5 % в диапазоне от $Q_{min} \leq Q \leq Q_t$ (исключая) *Ду* =15-40 мм
	±2 % в диапазоне от $Q_t \leq Q \leq Q_{max}$ (включая) *Ду* =15-40 мм

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерительных каналов ИИС при измерении температуры теплоносителя приведены в таблице 6.

Таблица 6

Измерительный компонент	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, °С
КМ-5	±(0,2+0,0005*t*) без учета ТП, ±(0,15+0,001*t*) для ТП
ТЭМ-106	±(0,35+0,003*t*) для ТС класса А по ГОСТ 6651-94
	±(0,6+0,004*t*) для ТС класса В по ГОСТ 6651-94
ВИС.Т-ТС(НС)	±(0,6+0,004*t*)
SKU-02	±0,5 без учета ТП класса В по ГОСТ 6651-94 (погрешность ТП ± 2,0% для $5 \leq \Delta T < 10$)
Логика СПТ 943	±0,1 без учета ТП, но не более ±(0,6+0,004*t*)
ТЭРМ-02	±(0,4+0,002*t*)
SA-94	±(0,35+0,002*t*) для ТС класса А по ГОСТ 6651-94
ТЭМ-05	±(0,35+0,003*t*) для ТС класса А по ГОСТ 6651-94
	±(0,6+0,004*t*) для ТС класса В по ГОСТ 6651-94
Таран-Т	±(0,6+0,004*t*)
ЭСКО-Т	± (0,2+0,001*t*) без учета ТС, но не более ±(0,6+0,004*t*)
Взлет ТСРВ	±0,2 % отн., но не более ±(0,6+0,004*t*)
ТСК7	±(0,35+0,005t)
ТСК6	±(0,6+0,004*t*)
Практика-Т	±(0,35+0,003*t*) для ТС класса А по ГОСТ 6651-94

Измерительный компонент	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, °С
	±(0,6+0,004*t*) для ТС класса В по ГОСТ 6651-94

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИС при измерении давления теплоносителя (воды) не превышают ± 2,0 %.

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИС при измерении текущего времени не превышают ± 0,1 %.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительных каналов ИИС при измерении электрической энергии не превышают значений, приведенных в таблице 7.

Таблица 7

Измерительный компонент	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %
Меркурий 200	Класс 1,0 или 2,0 по ГОСТ 30207-94 для $0{,}9U_{ном} \le U \le 1{,}1U_{ном}$
ЭЭ8003/2	Класс 1,0 по ГОСТ 30207-94 для $0{,}9U_{ном} \le U \le 1{,}1U_{ном}$
Меркурий 230	Класс 1,0 по ГОСТ 30207-94 для активной
	Класс 0,5 по ГОСТ 30206-94 для активной
	Класс 1,0 или 2,0 по ГОСТ 26035-83 для реактивной
	±1,0 % для фазного напряжения
Меркурий 230	$\pm\left[1+0{,}05\left(\frac{I_{MAX}}{I_x}-1\right)\right]$% для фазного тока
	±1,0 % для частоты питающей сети
	$\pm\left[1+0{,}1\left(\frac{1}{\cos\varphi_x}-1\right)\right]$% для коэффициента мощности
ЦЭ6827М1	Классы 1,0 или 2,0 по ГОСТ 30207-94 для $0{,}8U_{ном} \le U \le 1{,}15U_{ном}$

Период обновления текущих значений контролируемых параметров теплоснабжения, водоснабжения, электроснабжения, а также информации о работоспособности измерительных каналов на АРМ задается программным способом в соответствии с типом прибора учета, связующих компонент, производительности компьютеров АРМ и серверов баз данных. Типовое значение периода обновления данных 10 минут.

Время установления рабочего режима ИИС составляет не более 30 минут.

ИИС при отключенном напряжении питании обеспечивает сохранение измерительной информации в энергонезависимой памяти блоков ДР, СУБД, СПРВ, АРМ в течение не менее 10 лет в условиях эксплуатации.

Параметры электропитания компонентов ИИС:

– питание от сети с напряжением от 187 до 242 В, частотой (50±1) Гц;

– мощность, потребляемая измерительными, связующими, вычислительными, вспомогательными компонентами системы – в соответствии с нормативно-технической документацией на компоненты.

Средний срок службы ИИС составляет не менее 12 лет.

Средняя наработка на отказ одного измерительного канала ИИС составляет не менее 20000 ч.

ИИС ремонтопригодна и в процессе эксплуатации допускается замена вышедших из строя компонентов на аналогичные, допущенные к применению в составе системы. Время для устранения одной неисправности ИИС путем замены компонента не более 4 часов.

Технические средства и программное обеспечение измерительных, связующих и вычислительных компонентов, входящих в состав ИИС, предназначены для непрерывной круглосуточной работы.

4. УСТРОЙСТВО И РАБОТА

4.1 Структура и принцип действия ИИС

Обобщенная структурная схема системы приведена на рисунке 1.

Принцип работы ИИС заключается в преобразовании цифровых и/или аналоговых сигналов измерительной информации, поступающих с первичных преобразователей – датчиков температуры, давления, расхода, объема, тока и напряжения в электронные блоки измерительных компонентов – вычислителей теплосчетчиков, счетчики электрической энергии, блоки БТС-2, а затем сигналы измерительной информации по каналу связи поступают в блоки согласования протоколов обмена БПДД-RS, БПДД-RS-485М, БПДД-RS-485П, БПДД-RS-485К, БПДД-CAN, далее через ретрансляторы УСЛ-А, УСЛ-АС, УСЛ-П, УСЛ-ПС по информационно-питающей линии в блоки контроля БКД-М, БКД-МЕ или через преобразователи интерфейсов БПДД-Е, Moxa NPort в домовые регистраторы ДР, которые по каналам связи помещают полученную измерительную информацию в СУБД «PostgreSQL», который ведет базу архивных (часовых, суточных, месячных, годовых) данных приборов учета, и на сервер параметров реального времени СПРВ «Сервер LanMon», который пересылает текущую измерительную информацию на АРМ диспетчера с ПО «АРМ LanMon» для визуального отображения измеряемых параметров в режиме реального масштаба времени. Документированные отчеты по параметрам теплопотребления, водопотребления и электропотребления формирует АРМ на основе запроса архивных данных из СУБД «PostgreSQL». Также АРМ осуществляет экспорт обработанных архивных данных по теплопотреблению, водопотреблению и электропотреблению в формате файлов базы данных DBF в программное обеспечение единого информационно-расчетного центра (ЕИРЦ). В состав ИИС могут входить большое (до 100) количество АРМ диспетчера, как правило, решающих различные задачи по визуальному отображению параметров потребления энергоресурсов, формированию отчетов и сводок.

Модули семейства OPC (OLE for Process Control) - OPC Data Access 2.0: «Сервер OPC DA 2.0», «Клиент OPC DA 2.0», OPC History Data Access: «Сервер OPC HDA», «Клиент OPC HDA» предназначены для экспорта и импорта данных измерительных и служебных каналов «LanMon», их текущих и архивных значений, во внешние системы по программному интерфейсу OPC.

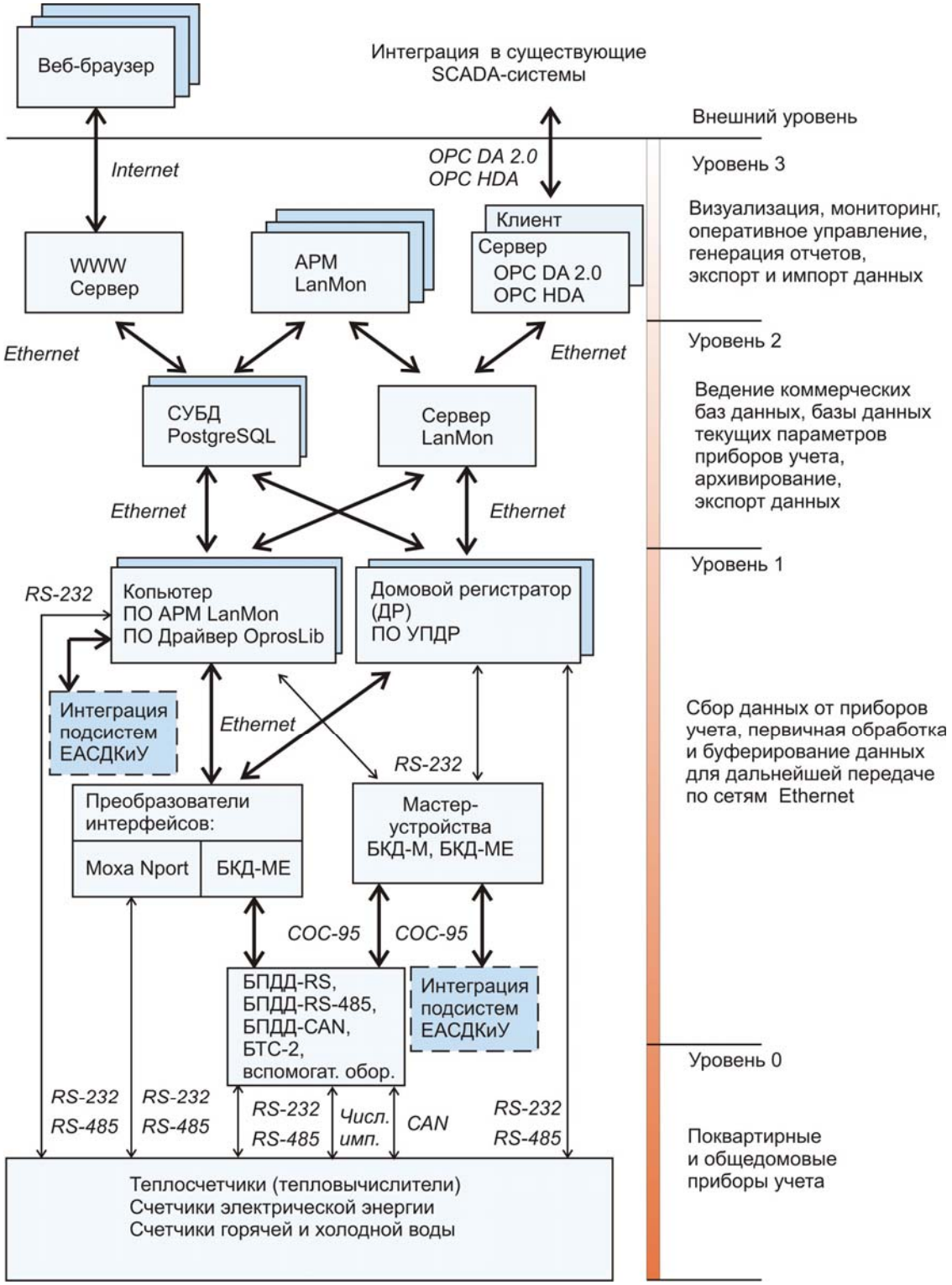


Рисунок 1

Готовые отчеты по архивным данным теплосчетчиков, счетчиков электрической энергии, счетчиков воды также помещаются на «WWW-сервер», их просмотр возможен с помощью веб-браузеров.

Минимальный состав ИИС включает в себя: приборы учета (счетчики), АРМ, СУБД «PostgreSQL», причем АРМ и СУБД могут быть установлены на один и тот же компьютер.

4.2 Измерительные компоненты ИИС

По метрологическим свойствам ИИС относится к многоканальным средствам измерения, при этом функции измерения выполняют измерительные компоненты ситстемы.

Измерительные компоненты ИИС – серийно изготовляемые теплосчетчики, счетчики электрической энергии, счетчики воды, входящие в состав ИИС, обеспечивают непрерывное измерение или вычисление количества тепловой энергии, объема, массы, объемного и массового расхода, температуры, давления теплоносителя, горячей и холодной воды, электрической энергии и мощности. Теплосчетчики и счетчики электрической энергии запоминают в своей энергонезависимой памяти (архиве) измеренные и вычисленные значения количества тепловой, электрической энергии и параметры теплоносителя, а также ошибки в работе прибора. Архивы могут быть часовые, суточные, месячные, годовые и определяются типом прибора учета. ИИС позволяет подключать как домовые приборы учета энергоресурсов, так и квартирные.

Перечень поддерживаемых системой приборов учета энергоресурсов приведен в таблице 1.

В целях обеспечения корректной работы измерительных компонент ИИС не позволяет изменять значения параметров настроек контролируемых теплосчетчиков и электросчетчиков, за исключением коррекции текущего времени.

В качестве первичных преобразователей ИИС при измерении параметров теплоносителя должны применяться только преобразователи утверждённых типов (включенные в Государственный реестр средств измерений России) из числа указанных в руководствах по эксплуатации на теплосчетчики, входящие в состав системы.

ИИС взаимодействует с приборами учета посредством специальных драйверов приборов учета.

Выходная измерительная информация о количестве тепловой, электрической энергии и параметрах теплоносителя, горячей и голодной воды, а также архивные данные поступают от теплосчетчиков, счетчиков электроэнергии к связующим компонентам систем по цифровым интерфейсам RS-232, RS-485, CAN, Ethernet. Счетчики воды с импульсным выходом подключаются к БТС-2 по числоимпульсному интерфейсу.

Блоки БТС-2 выполняют подсчет количества электрических импульсов с нарастающим итогом, по каждому измерительному каналу, путем суммирования электрических импульсов, поступающих от приборов учета с импульсным выходом, первичной обработки, хранения данных при отключении электропитания, передачи данных и служебной информации по информационно-питающей линии в блок контроля БКД-М, БКД-МЕ, для дальнейшей передачи информации по интерфейсу RS-232 или сети Ethernet в компьютер ДР или АРМ.

Система встроенной диагностики ИИС контролирует целостность линий связи интерфейсов и работоспособность связующих компонент.

Описание принципа действия, структуры и комплекта поставки используемых в ИИС измерительных компонент приведено в эксплуатационной документации на эти приборы.

Перечень измерительных компонент ИИС для конкретного объекта приведен в паспорте ЕСАН.421449.001ПС.

4.2 Связующие компоненты ИИС

Связующие компоненты ИИС состоят из устройств передачи данных и устройств сбора данных. В качестве устройств передачи данных в системах используются:

- преобразователи интерфейсов БПДД-RS, БПДД-RS-485М, БПДД-RS-485П, БПДД-RS-485К, БПДД-CAN, Moxa NPort, ретрансляторы УСЛ-А, УСЛ-АС, УСЛ-П, УСЛ-ПС, блоки грозозащиты ГР-1, ГР-1Д, блоки контроля БКД-М, БКД-МЕ и другие, подключаемые к устройствам сбора данных по интерфейсу RS-232;
- преобразователи интерфейсов MoxaNPort, БПДД-Е, БКД-МЕ и другие, подключаемые к устройствам сбора данных по интерфейсу Ethernet;
- интерфейсы RS-232, RS-485, Ethernet при непосредственном подключении теплосчетчиков, электросчетчиков к устройствам сбора данных.

В системе могут одновременно использоваться различный набор типов интерфейсов, каналов связи и преобразователей интерфейсов. Типы связующих компонент ИИС задаются при настройке конфигурации ПО ДР и АРМ.

Структура каналов связи ИИС может быть древовидной, радиальной или комбинированной. Предусмотрена возможность передачи информации по следующим каналам связи:

- проводные каналы связи по интерфейсам RS-485, RS-232, CAN, Ethernet, СОС-95 с использованием соответствующих ретрансляторов (при необходимости);
- через модемы по стандартным телефонным проводным коммутируемым каналам;
- через модемы по выделенным проводным каналам тональной частоты (Digital Subscriber Line);
- через модемы по радиоканалам (Global System for Mobile Communications, Radio Ethernet, Radio Modem);
- через силовые модемы по линиям электропередачи 220В и 380В (Power Line Communications).

В ИИС предусмотрена возможность подключения следующих блоков согласования протоколов обмена, обеспечивающих согласование протоколов обмена измерительных компонент с общим протоколом обмена в системе:

- БПДД-RS, БПДД-Е, Moxa NPort, ДР выполняют считывание данных из теплосчетчиков, счетчиков электроэнергии по интерфейсу RS-232, RS-485, Ethernet;
- БПДД-RS-485М, БПДД-RS-485П, БПДД-RS-485К выполняют считывание данных из теплосчетчиков, счетчиков электроэнергии по интерфейсу RS-485;
- БПДД-CAN выполняют считывание данных из счетчиков электроэнергии по интерфейсу CAN;
- БКД-МЕ выполняют считывание данных из теплосчетчиков, счетчиков электроэнергии по интерфейсу RS-232, Ethernet;
- приборы учета с числоимпульсным интерфейсом подключаются к блокам тарифицированного счета импульсов БТС-2.

Максимальная длина линии связи связующих компонент ИИС зависит от типа канала связи:

- для интерфейса RS-485 без ретранслятора при использовании неэкранированной витой пары с диаметром проводника 0,5 мм - не менее 1200 м;

- для интерфейса СОС-95 без ретрансляторов УСЛ-А, УСЛ-АС, УСЛ-П, УСЛ-ПС при использовании неэкранированной витой пары с диаметром проводника 0,5 мм или коаксиального кабеля типа РК 50-7-11 - не менее 1200 м (при подключении одного адресного устройства к удаленному концу линии);
- для интерфейса RS-232 без ретранслятора 15 м (при максимальной скорости передачи информации, до 1200 м - при минимальной);
- для числоимпульсного выхода прибора учета не более 100 м;
- при использовании каналов Ethernet, выделенных каналов, линий электропередачи и беспроводных линий связи зависит от типа применяемых модемов.

Количество измерительных компонентов ИИС, подключаемых к блокам согласования протоколов обмен определяется их типом интерфейса:

- для блоков с интерфейсом RS-232 не более 1 шт.;
- для блоков с интерфейсом RS-485 не более 32 шт.;
- для блоков с интерфейсом CAN не более 4 шт.;
- для БТС-2 не более 8 шт. по числоимпульсному входу.

Передача данных из блоков БПДД-RS, БПДД-RS-485М, БПДД-RS-485П, БПДД-RS-485М, БПДД-CAN, БТС-2 и др., подключенных по интерфейсу СОС-95, выполняется по запросу блоков контроля БКД-М, БКД-МЕ. В качестве ретрансляторов сигналов интерфейса СОС-95 используются усилители УСЛ-А, УСЛ-АС, УСЛ-П, УСЛ-ПС. К одному БКД-М, БКД-МЕ должно быть подключено не более 255 шт. адресных блоков интерфейса СОС-95. Количество последовательно включенных УСЛ-А, УСЛ-АС, УСЛ-П, УСЛ-ПС в одном канале СОС-95 должно быть не более 10 шт. Адресные блоки интерфейса СОС-95, при необходимости, должны подключаться к кабелю линии связи интерфейса СОС-95 при помощи блоков грозозащиты ГР-1, блоки контроля БКД-М, БКД-МЕ – через ГР-1Д.

Передача данных от блоков БКД-МЕ, БПДД-Е, Moxa NPort и др. осуществляется по каналам Ethernet по сетевому протоколу TCP/IP, UDP.

В блоках согласования протоколов обмена, подключенных к информационной сети, предусмотрена возможность установки сетевого адреса.

Протоколы передачи данных, используемые связующими компонентами ИИС, исключают возможность потери информации по проводным, волоконно-оптическим, радиолиниям связи.

Устройства сбора данных предназначены для периодического автоматического сбора выходных текущих и статистических архивных данных теплосчетчиков, счетчиков электроэнергии, данных блоков БТС-2, первичной обработки, буферирования и преобразования измерительной и служебной информации для дальнейшей ее передачи в вычислительные компоненты ИИС по интерфейсу Ethernet. Устройства сбора данных обеспечивают автоматическую привязку показаний внутренних часов теплосчетчиков, счетчиков электроэнергии (если у счетчика имеется такая возможность) к единому астрономическому времени ИИС, контроль работоспособности и управление устройствами передачи данных. В качестве устройств сбора данных в системах используются следующие устройства на основе серийно выпускаемых компьютеров:

- домовые регистраторы ДР с установленным ПО «УПДР»;
- автоматизированные рабочие места АРМ с установленным ПО «АРМ LanMon» и драйвером «OprosLib».

ПО «УПДР» «АРМ LanMon» настроено на работу с техническими средствами конкретного диспетчеризируемого объекта.

Устройства сбора данных выполняют следующие функции:

- считывание с заданной периодичностью текущей и архивной измерительной информации от теплосчетчиков, счетчиков электроэнергии, непосредственно подсоединенных по интерфейсам RS-485, RS-232, Ethernet или через блоки согласования протоколов обмена, а также от счетчиков воды при помощи БТС-2;
- считывание количества импульсов БТС-2 и перевод в именованные величины эквивалентов текущих показаний счетчиков методом умножения считанного количества импульсов на программно заданный нормирующий коэффициент;
- вычисление и запоминание величин потребления энергоресурсов на каждый час для каналов, полученных от БТС-2, ведение архива;
- обработка полученной информации с целью ее преобразования, нормирования и фильтрации;
- сохранность поступающей информации по всем измерительным каналам, размещение ее на жестком диске компьютера;
- передача текущей измерительной и служебной информации по мере ее изменения на СПРВ «Сервер LanMon»;
- передача архивных данных теплосчетчиков, счетчиков электроэнергии, счетчиков воды и служебных данных по мере их появления на СУБД «PostgreSQL»;
- сохранение без потерь записей состояния информационных и служебных каналов в памяти компьютера в случае невозможности немедленной передачи данных по каналу Ethernet на СУБД «PostgreSQL» или СПРВ «Сервер LanMon»;
- получение управляющей информации от СПРВ «Сервер LanMon», СУБД «PostgreSQL» по каналу Ethernet с целью управления блоками согласования протоколов обмена и изменения их настроек, синхронизации часов реального времени теплосчетчиков, счетчиков электроэнергии;
- ввод, хранение и отображение параметров настройки и служебной информации при конфигурировании собственных параметров;
- непрерывный контроль работоспособности состояния измерительных компонентов, их первичных преобразователей, блоков согласования протоколов обмена и каналов связи;
- встроенный тестовый контроль работоспособности;
- ведение электронного протокола диагностических сообщений о работе;
- защита настроек и информационных ресурсов от возможности несанкционированного доступа.

Устройства сбора данных получают измерительную и служебную информацию от следующих устройств:

- БКД-М, БКД-МЕ, подключенных по интерфейсам RS-232, Ethernet;
- Moxa NPort, БПДД-Е, БКД-МЕ, подключенных по интерфейсу Ethernet;
- теплосчетчиков, счетчиков электроэнергии, подключенных по интерфейсам RS-232, RS-485, Ethernet.

Информационное взаимодействие устройств сбора данных с СПРВ «Сервер LanMon», СУБД «PostgreSQL» выполняется по каналам Ethernet при помощи сетевых протоколов TCP/IP, UDP.

В качестве ДР применяются IBM PC совместимые компьютеры под управлением операционной системы «Windows» или «Linux» с системой команд Intel x86: процессор не хуже Pentium MMX 300 МГц; объем оперативной памяти не менее 64 Мбайт; объем жесткого диска не менее 32 Мбайт; не менее одного порта интерфейса RS-232 (типовое 4 порта); порт интерфейс Ethernet 10/100 Base-T.

Описание принципа действия, структуры и комплекта поставки используемых в ИИС связующих компонент приведено в эксплуатационной документации на эти приборы.

Перечень связующих компонент ИИС для конкретного объекта приведен в паспорте ЕСАН.421449.001ПС.

4.3 Вычислительные компоненты ИИС

Вычислительные компоненты ИИС состоят из СПРВ «Сервер LanMon», СУБД «PostgreSQL» и АРМ диспетчера.

СПРВ «Сервер LanMon», СУБД «PostgreSQL», как правило, установлены на одном и том же компьютере.

4.3.1 СПРВ «Сервер LanMon»

Текущие данные по количеству тепловой энергии и параметрам теплоносителя, горячей и холодной воды, количеству электроэнергии, считанные связующими компонентами системы из счетчиков, а также служебная информация о работоспособности измерительных, связующих и вспомогательных компонентов системы, поступают по интерфейсу Ethernet на компьютер СПРВ «Сервер LanMon», который предназначен для организации сетевой многопользовательской информационно-измерительной системы с несколькими АРМ диспетчера по мониторингу параметров систем теплопотребления, водопотребления, электропотребления, контроля состояния каналов связи в реальном масштабе времени.

СПРВ «Сервер LanMon» выполняет следующие функции:

- взаимодействие всех программ системы «LanMon» в сети TCP/IP;
- ведение единой базы измерительных и служебных каналов в режиме реального времени;
- получение данных измерительных и служебных каналов, по мере их изменения, от опросчиков «LanMon»;
- выдачу данных измерительных и служебных каналов, по мере их изменения, клиентам «LanMon»;
- сохранность поступающей информации по всем измерительным и служебным каналам, размещая ее на жестком диске СПРВ;
- ведение баз данных изменений состояния всех измерительных и служебных каналов в СУБД «Сервер PostgreSQL» при подключении через ADO;
- синхронизацию системного времени всех программ комплекса «LanMon»;
- управление учетными записями подключений клиентов и опросчиков;

- непрерывный контроль работоспособности подключенных программ клиентов или опросчиков;
- ведение и просмотр электронного протокола о работе СПРВ;
- автоматическое извещение всех клиентов об изменении конфигурации дерева каналов;
- привязка к определенному процессору при работе в многопроцессорной среде;
- отображение информации о текущем состоянии СПРВ;
- настройку параметров и режимов работы СПРВ;
- защиту информационных ресурсов от возможности несанкционированного доступа.

Информационное взаимодействие СПРВ «Сервер LanMon» с СУБД «PostgreSQL», ДР, АРМ выполняется по каналам Ethernet при помощи сетевых протоколов TCP/IP.

Количество каналов СПРВ «Сервер LanMon» не менее 200 000.

Количество программ опросчиков и клиентов СПРВ «Сервер LanMon» не более 200.

Обновление значений измерительных и служебных каналов в базах данных СПРВ «Сервер LanMon» производится при начальном запуске сервера и периодически по мере их изменения.

Описание настройки и порядка работы с СПРВ «Сервер LanMon» приведено в эксплуатационной документации на сервер.

4.3.2 СУБД «PostgreSQL»

СУБД «Сервер PostgreSQL» обеспечивает выполнение следующих функций:

- одновременное подключение к базам данных нескольких клиентских приложений;
- хранение архивных (статистических) данных приборов коммерческого учета;
- хранение текущих данных приборов коммерческого учета;
- хранение справочников используемых приборов учета;
- обработка архивных данных при формировании отчетов.
- СУБД должна сохранять следующие типы архивных данных приборов учета:
- архивные данные за единицу времени (часовые, суточные, месячные, годовые);
- журнальные архивные записи (записи событий приборов учета).

Выполнение указанных функций обеспечивается сформированной специальным образом структурой таблиц, индексов, типов данных, хранимых процедур и прочих элементов базы данных. Формирование указанной структуры производится путем выполнения последовательности SQL-команд (скрипта), создающих необходимые элементы структуры базы данных и взаимосвязи между ними.

СУБД обеспечивает хранение следующих справочников:

- справочник адресных единиц (улицы, административные округа, территориальные единицы);
- справочник территориальных областей;
- справочник зданий;

- справочник ЦТП;
- справочник приборов учета;
- справочник типов приборов учета;
- справочник организаций;
- справочник параметров;
- справочник единиц измерения хранимых величин;
- справочник измеряемых величин;
- справочник систем тепло и электроснабжения;
- справочник дополнительных атрибутов приборов учета.

Операции по заполнению справочников базы ИИС выполняются в ходе выполнения пусконаладочных работ системы вручную при помощи программы «ArchTool».

Помещение и извлечение данных из СУБД производится в процессе функционирования «УПДР» или драйвера SCADA-системы «LanMon». Подключение к СУБД производится через драйвер ODBC (для ОС «Linux») либо через драйвер OLE-DB (для ОС «Windows»).

Обновление значений измерительных и служебных каналов в базах данных СУБД производится при начальном запуске сервера и периодически по мере их изменения.

Описание настройки и порядка работы с СУБД «Сервер PostgreSQL» приведено в эксплуатационной документации на сервер.

4.3.3 АРМ диспетчера

АРМ диспетчера, предназначены для сбора, запоминания и визуального отображения на карте района на дисплее АРМ измерительной и служебной информации, поступившей от СПРВ «Сервер LanMon», создания статистических сводок по потреблению энергоресурсов на основе архивных данных СУБД «PostgreSQL».

АРМ обеспечивает выполнение следующих функций:

- взаимодействие с теплосчетчиками, счетчиками электроэнергии, блоками контроля БКД-М и др. посредством соответствующих драйверов оборудования («OprosLib» и др.);
- получение значений измерительных и служебных каналов от драйверов оборудования;
- получение значений измерительных и служебных каналов от СПРВ «Сервер LanMon» и СУБД «Сервер PostgreSQL»;
- перевод значений измерительных каналов в именованные величины;
- передачу значений измерительных и служебных каналов на СПРВ «Сервер LanMon» и СУБД «Сервер PostgreSQL»;
- объединение нескольких каналов в группы;
- звуковое, речевое и текстовое (в отдельном окне) тревожное оповещение диспетчера (аларм) о выходе текущих значений каналов за заданные пределы;
- работу встроенной программы на языках описания сценария (скриптовых) C++, Pascal, Basic, Java script, которая осуществляет вычисления, манипулирование встроенными объектами «LanMon» и их свойствами, доступ к СПРВ, СУБД;

- визуальное представление истории изменения значения канала или выражения на скриптовом языке программирования (тренда) в виде графика или списка значений в специальном окне;
- автоматическое выполнение функции из встроенной программы при наступлении указанного даты и времени (автопилоты);
- программное маскирование канала для запрещения оповещения диспетчера о тревожных значениях канала;
- формирование отчетов по значениям каналов или любым выражениям скриптового языка, редактирование формы отчета, просмотр и вывод на печать отчета;
- визуальное отображение состояния каналов на карте оборудования в виде набора графических символов;
- визуальное отображение динамических объектов карты;
- запоминание и просмотр изменений значений каналов, получаемых от СПРВ «Сервер LanMon» или от драйверов оборудования в электронном архиве на жестком диске компьютера;
- защиту настроек и информационных ресурсов от возможности несанкционированного доступа.

АРМ диспетчера представляющие собой серийно изготовляемые персональные компьютеры с установленным ПО «АРМ LanMon», сконфигурированным по конкретный объект диспетчеризации.

ПО «АРМ LanMon» обеспечивает гибкую настройку набора решаемых АРМ задач по учету энергоресурсов. Этот перечень задается в техническом задании на проектирование системы для конкретного объекта.

АРМ использует архивные данные о потреблении энергоресурсов, полученные от СУБД «PostgreSQL», для создания и документирования отчетов по коммерческому учету потребленных энергоресурсов, а также для экспорта измерительной информации в формате файлов базы данных DBF в программное обеспечение ЕИРЦ.

Описание настройки и порядка работы с ПО «АРМ LanMon» приведено в эксплуатационной документации на программу.

4.3.4 OPC

В состав комплекса программ «LanMon» входят модули семейства OPC (OLE for Process Control), предназначенные для обмена данными с внешними системами диспетчерского контроля и управления, коммерческого учета согласно требованиям и рекомендациям международной организации OPC Foundation:

1) спецификация OPC Data Access 2.0:

- «Сервер OPC DA 2.0»,
- «Клиент OPC DA 2.0»,

2) спецификация OPC History Data Access:

- «Сервер OPC HDA»,
- «Клиент OPC HDA»

«Сервер OPC DA 2.0» (LMOPC) в режиме реального времени получает по протоколу TCP/IP данные измерительных и служебных каналов от СПРВ «Сервер LanMon», преобразует их в формат тэга OPC и передает их программам OPC клиентов.

«Клиент OPC DA 2.0» (OPCClient) в режиме реального времени получает данные измерительных и служебных каналов от внешнего сервера OPC DA, преобразует в формат канала «LanMon» и передает их в АРМ.

«Сервер OPC HDA» предоставляет внешним клиентским программам данные предыстории архивных значений параметров систем теплопотребления, водопотребления, электропотребления по ODBC из СУБД «Сервер PostgreSQL».

«Клиент OPC HDA» предназначен для получения СУБД «Сервер PostgreSQL» архивных (статистических) данных, предоставляемых серверами OPC HDA внешних систем.

Описание настройки и порядка работы модулей семейства OPC приведено в их эксплуатационной документации.

4.4 Выполняемые функции

4.4.1 Измерение параметров теплопотребления, водопотребления

ИИС обеспечивает измерение, обработку результатов измерений для технологического и коммерческого учета тепловой энергии, холодной и горячей воды, запоминание и хранение в базах данных СПРВ, СУБД и отображение на АРМ, в общем случае, следующих величин для соответствующих каналов измерения:

- тепловой энергии (количества теплоты), отпущенной или потребленной;
- расхода и количества (масса, объем) горячей и холодной воды;
- параметров воды (температура, разность температур, давление);
- температуры наружного воздуха;
- времени работы прибора учета.

Примечание –

1 Перечень измеряемых параметров систем теплоснабжения определяется техническим заданием на проектируемую систему.

2 Полный перечень измеряемых параметров зависит от типа прибора учета и приведен в приложении настоящего РЭ.

4.4.2 Измерение параметров электропотребления

ИИС обеспечивает измерение, обработку результатов измерений для технологического и коммерческого учета электрической энергии, запоминание в базах данных СПРВ и отображение на АРМ, в общем случае, следующих величин для соответствующих каналов измерения:

- электроэнергии, отпущенной или потребленной;
- накопленной энергии (по каждому из тарифов и сумму по тарифам, за текущий месяц и т.п.);
- мгновенных значений активной мощности, напряжения и тока в фазах и т.п.

Примечание –

1 Перечень измеряемых параметров электропотребления должен определяться техническим заданием на проектируемую систему.

2 Полный перечень измеряемых параметров зависит от типа прибора учета, и приведен в приложении настоящего РЭ.

4.4.3 Отображение параметров электропотребления, теплопотребления, водопотребления

ИИС обеспечивает отображение в заданном пользователем виде (численное значение, «прогресс-индикатор», график, таблица) текущих значений контролируемых параметров систем теплоснабжения, водоснабжения, электроснабжения на графических схемах района, дома и архивных значений за заданный пользователем период времени на дисплее АРМ. Тип и количество контролируемых параметров, вид их отображения определяется техническим заданием на проектируемую систему.

ИИС поддерживает вывод текущих значений контролируемых параметров в различных окнах отображения. Типовой набор окон отображения:

- главное окно;
- карты района;
- список домов;
- карты домов.

Переключение между окнами осуществляется при нажатии соответствующих кнопок в навигационном меню в главном окне.

Примечание –

1 Пример отображения расположения узлов учета и линий связи на графической схеме района на дисплее АРМ приведен на рисунке 2.

2 Пример отображения численных значений, «прогресс-индикаторов» контролируемых параметров ГВС, отопления, холодного водоснабжения, текущих даты и времени на графической схеме дома на дисплее АРМ приведен на рисунках 3 и 4.

3 Пример отображения численных значений, «прогресс-индикаторов» контролируемых параметров электропотребления на графической схеме электросчетчика на дисплее АРМ приведен на рисунке 5.

4 Пример отображения архивных значений температуры ГВС на дисплее АРМ в виде графика приведен на рисунке 6.

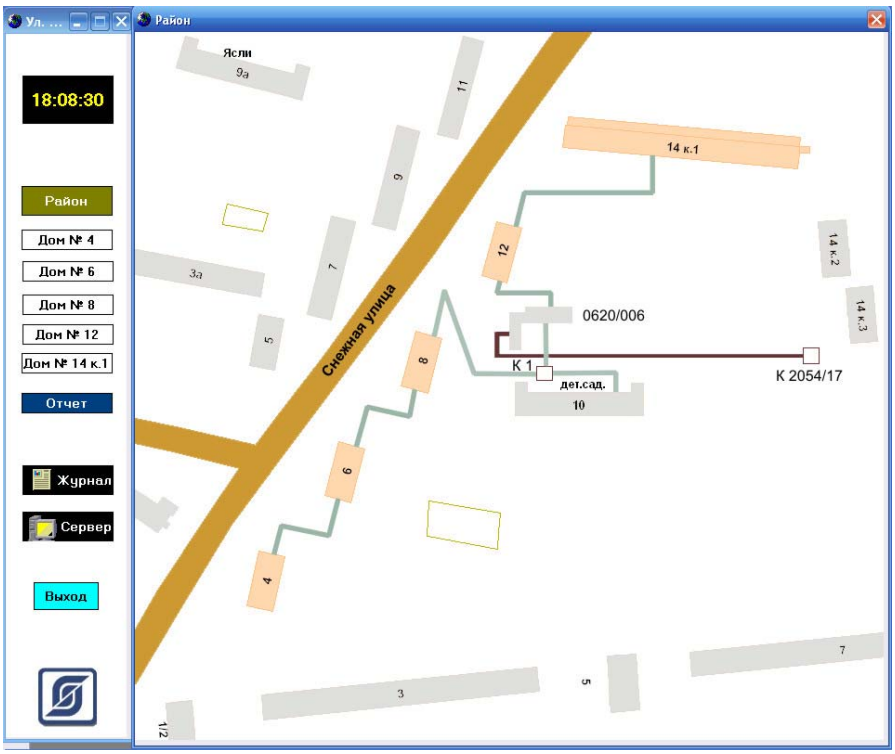


Рисунок 2

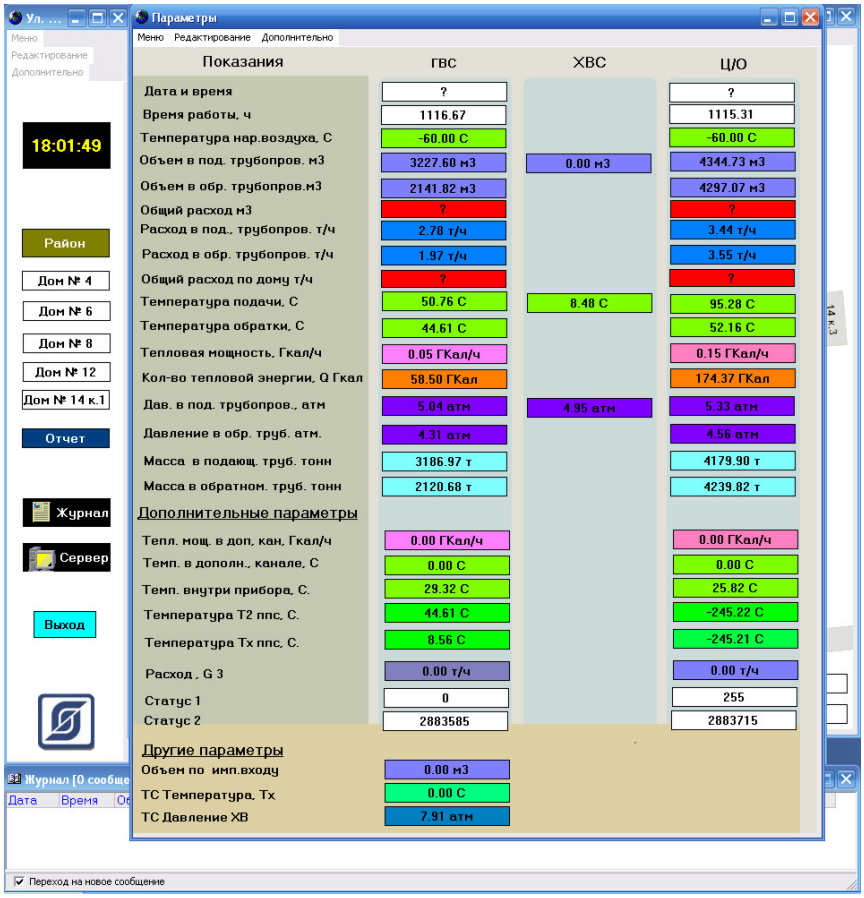


Рисунок 3

Рисунок 4

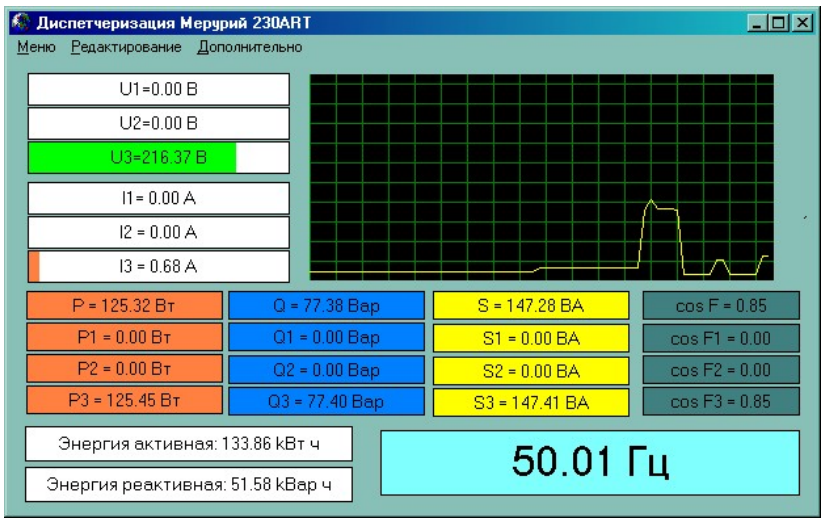


Рисунок 5

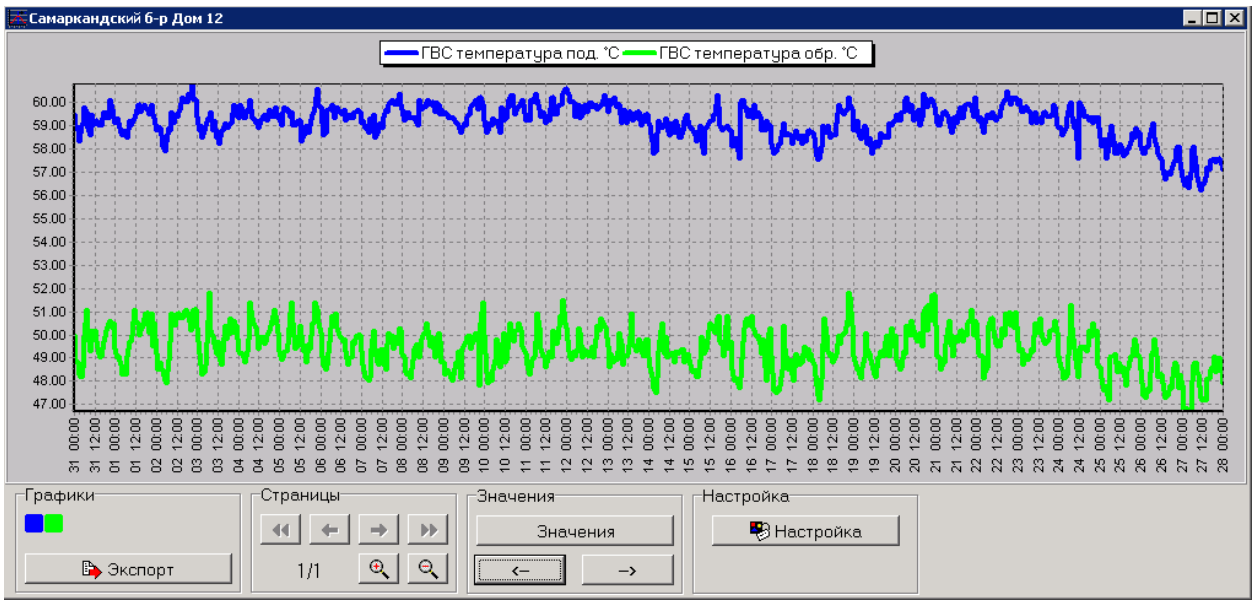


Рисунок 6

4.4.4 Формирование отчетов

ИИС обеспечивают вывод на печатающее устройство по требованию оператора заданного графика, таблицы, отчета, формируемых системой на дисплее АРМ. Тип и наименование выводимых контролируемых параметров, форма графика, таблицы, отчета определяются техническим заданием на проектируемую систему.

Примечание – Пример вывода на печатающее устройство отчета по потребленным ресурсам приведен на рисунке 7.

МЕСЯЧНЫЙ ПРОТОКОЛ УЧЕТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ за 03 мес 06 г.

Название потребителя
Адрес потребителя *Самаркандский бульв., д. 18/26*
Ответственное лицо
Абонент
Телефон
Расход под *0.160..40.000* м3/ч Ду *50* мм
Расход обр *0.160..40.000* м3/ч Ду *50* мм
Тепловычислитель ТС-401-5-5-3-Е Сер.ном. 05835
Отчетное число месяца *1* Отчетное время *00:00*

Дата		Qтеп [Гкал]	tпод [°С]	tобр [°С]		Gпод [тонн]		Gобр [тонн]		Gпод-Gобр [тонн]			рпод [ат]		робр [ат]	Тнар [час]
01-03		3.42926	92.8	48.4		77.198		77.181		0.000	0.017		5.2		4.9	24.00
02-03		3.64617	90.5	52.2		95.031		95.017		0.000	0.014		5.8		5.2	24.00
03-03		3.51887	86.4	52.1		102.865		102.852		0.000	0.013		5.9		5.2	24.00
04-03		3.64867	92.0	52.0		91.074		91.060		0.000	0.014		5.7		5.2	24.00
05-03		3.65283	91.7	52.2		92.509		92.494		-0.001	0.016		5.8		5.3	24.00
06-03		3.66581	89.4	53.3		101.655		101.643		-0.001	0.013		5.9		5.3	24.00
07-03		3.67093	92.0	52.7		93.393		93.379		0.000	0.014		5.7		5.2	24.00
08-03		3.64961	90.1	52.8		97.731		97.718		0.000	0.013		5.8		5.2	24.00
09-03		3.31130	89.5	49.1		82.023		81.989		0.000	0.034		5.2		4.8	24.00
10-03		3.60386	92.1	51.5		88.832		88.817		0.000	0.015		5.6		5.1	24.00
11-03		3.44203	88.7	50.9		91.086		91.073		-0.001	0.014		5.7		5.2	24.00
12-03		3.28353	83.8	50.8		99.701		99.689		0.000	0.012		5.9		5.3	24.00
13-03	T	2.76887	81.3	53.7	<	100.990	<	98.744		-0.001	2.247	<	5.7	<	5.0	22.49
14-03		2.87422	79.5	52.8		107.846	<	106.960		0.000	0.886		5.9		5.2	24.00
15-03		2.93553	78.2	48.7		99.754		99.736		0.000	0.018		5.8		5.1	24.00
16-03		2.98370	78.3	49.2		102.640		102.628		0.000	0.012		5.9		5.2	24.00
17-03	T	2.15850	78.2	46.0	<	66.874	<	66.863		0.000	0.011		4.7		4.4	17.21
18-03		3.04427	80.4	49.9		100.055		100.042		0.000	0.013		5.5		5.0	24.00
19-03		2.91657	80.8	48.4		90.020		90.005		-0.001	0.016		5.3		4.9	24.00
20-03		2.94498	81.4	48.8		90.266		90.248		-0.001	0.019		5.4		5.0	24.00

Рисунок 7

4.4.5 Мониторинг состояния приборов учета

ИИС обеспечивает мониторинг работоспособности контролируемых приборов учета. Результаты мониторинга объектов отображаются на графической схеме района наблюдения на дисплее АРМ. Тип и количество контролируемых параметров, вид их отображения определяется техническим заданием на проектируемую систему.

Система формирует следующие сообщения:

– норма, прибор учета и его канал связи работоспособен;
– опрос прибора учета выключен;
– состояние прибора учета не определено, нет данных от прибора учета;
– неисправен прибор учета;
– неисправен контроллер (связующий компонент);
– значение недостоверно, выход значения контролируемого параметра за заданный диапазон значений;
– первичный измерительный преобразователь не подключен (неисправность канала связи или управляющей программы).

Примечание –

1 Пример отображения результатов мониторинга объектов на графической схеме района наблюдения приведен на рисунке 8.

2 Пример отображения результатов мониторинга теплосчетчиков на графической схеме района наблюдения приведен на рисунке 9.

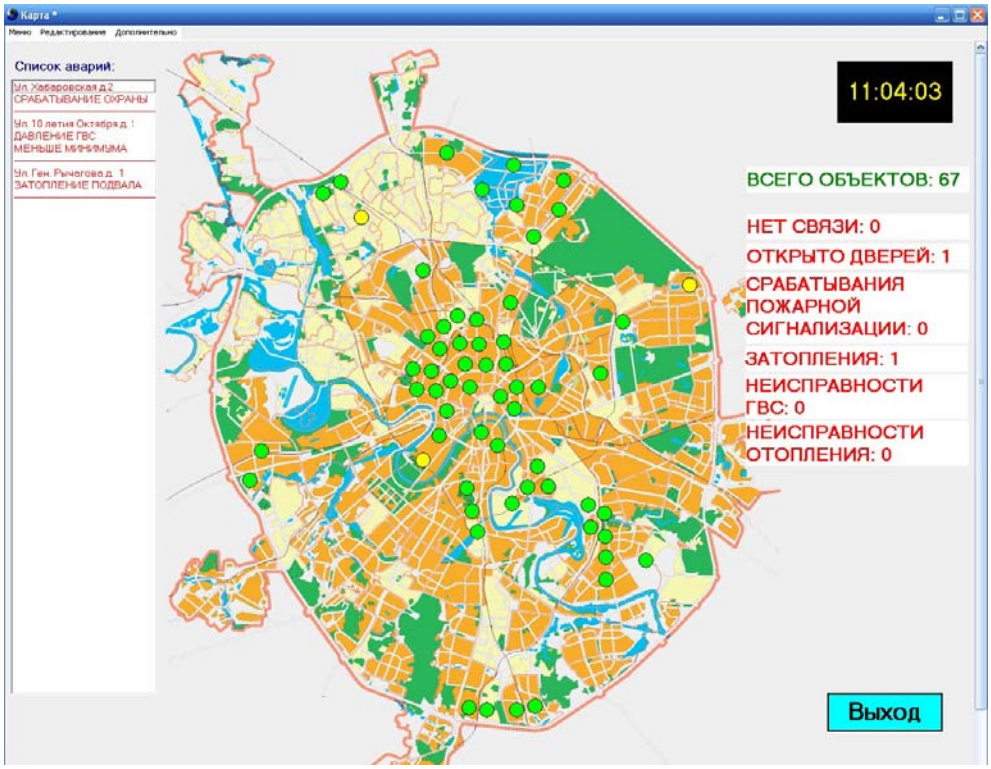


Рисунок 8

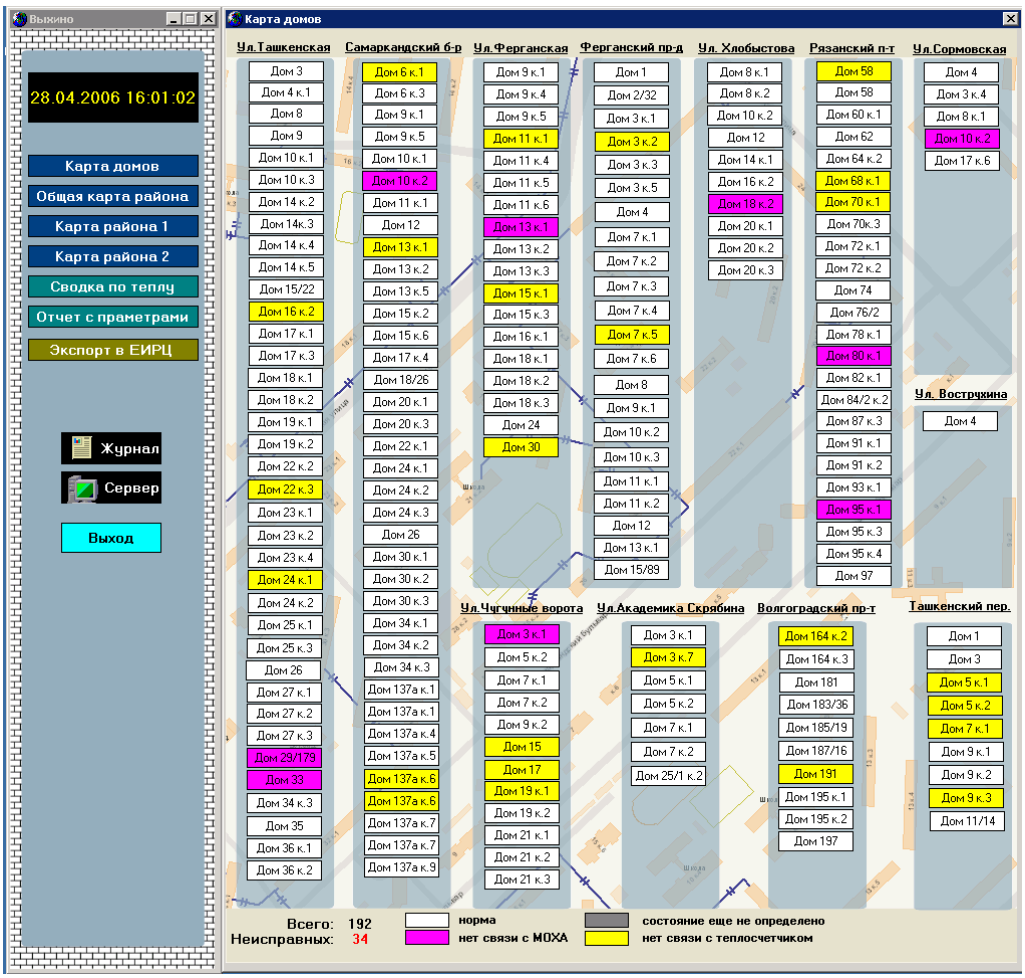


Рисунок 9

4.4.6 Регистрация событий в электронном журнале

ИИС ведет электронный журнал АРМ, в котором регистрируются все изменения значения измерительного канала или состояния технических средств, время и дата изменения значения, наименование измерительного канала. Строки выделяются разным цветом, в зависимости от статуса сообщения.

4.4.7 Поддержание единого системного времени

ИИС обеспечивает ведение системного времени для основных вычислительных и измерительных компонент системы. СПРВ «Сервер LanMon» после коррекции своего текущего времени автоматически передает, как при однократном изменении, так и периодически один раз в сутки ровно в полночь, значение своего текущего времени на все АРМ ИИС и домовые регистраторы, которые автоматически производят корректировку встроенных часов теплосчетчиков и счетчиков электроэнергии (при наличии такой возможности).

Коррекция текущего времени СПРВ «Сервер LanMon» осуществляется следующими способами:

– вручную путем ввода оператором нового значения времени средствами операционной системы компьютера сервера;

- автоматически по сигналам точного времени, например, радиостанции «Маяк», при помощи дополнительного оборудования, например, системы ведения единого времени;
- автоматически по информации, полученной с сервера времени из Интернета, при установке соответствующего программного обеспечения.

4.4.8 Защита системы от несанкционированного доступа

ИИС обеспечивает многоуровневую защиту настроечных параметров системы от несанкционированного доступа:

- доступ к параметрам домового регистратора требует введения правильного пароля для TELNET или файла секретного ключа для SSH, а также имени пользователя и пароля для FTP-клиента;
- подключение к СПРВ «Сервер LanMon» требует введения правильного имени пользователя и пароля соответственно с учетной записью в настройках сервера;
- доступ к параметрам СПРВ «Сервер LanMon», АРМ (режим редактирования проекта) защищен типовыми средствами операционной системы компьютера.

Все измерительные компоненты системы, домовые регистраторы ДР, компьютеры АРМ, СПРВ имеют пломбы на корпусах с оттиском предприятия-изготовителя, эксплуатирующей организации, установленные в соответствии с их руководствами по эксплуатации.

ИИС обеспечивает регистрацию вмешательств в работу системы путем фиксации изменений основных параметров ее работы в электронных журналах учета СПРВ «Сервер LanMon», АРМ.

5. МАРКИРОВКА И ПЛОМБИРОВАНИЕ

Маркировка измерительных, связующих, вычислительных и вспомогательных компонентов ИИС соответствует эксплуатационной документации на них.

На экраны мониторов АРМ по запросам операторов выводится информация, содержащая:

- наименование системы с индивидуальным названием объекта;
- наименование предприятия-изготовителя;
- год изготовления;
- знак утверждения типа системы по ПР 50.2.009-94.

При выпуске с предприятия-изготовителя измерительные компоненты системы должны иметь пломбу ОТК и пломбу или оттиск клейма поверки.

После монтажа и проверки функционирования системы на объекте у каждого теплосчётчика должны быть опломбированы:

- измерительный блок-вычислитель;
- преобразователь расхода;
- преобразователи температуры;

– преобразователи давления.

Также должны быть опломбированы счетчики электроэнергии, счетчики воды, блоки тарифицированного счета импульсов БТС-2, компьютеры АРМ, СУБД, СПРВ, ДР.

Установка пломб производится в соответствии с эксплуатационной документацией на измерительные и вычислительные компоненты ИИС.

ВНИМАНИЕ! В случае нарушения или несанкционированного снятия пломб предприятия-изготовителя потребителями, данный измерительный компонент не считается прибором коммерческого учета, а предприятие-изготовитель системы снимает с себя гарантийные обязательства.

6. УПАКОВКА

Технические средства, входящие в состав ИИС, отправляются заказчику в упаковке и в транспортной таре предприятия-изготовителя этих средств, в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на них.

Упаковку технических средств необходимо производить в закрытых вентилируемых помещениях при температуре окружающего воздуха от 15 ºС до 35 ºС и относительной влажности не более 80 % при отсутствии агрессивных примесей в окружающей среде.

Комплект эксплуатационной документации ИИС должен быть помещен в полиэтиленовые пакеты и упакованы в картонную коробку.

На транспортную тару приклеивается этикетка с указанием следующей информации:

– адрес предприятия-изготовителя;

– наименование изделия.

7. КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность конкретного экземпляра ИИС определяется утвержденной проектной документацией и приводится в паспорте на систему с указанием полного перечня измерительных, связующих и вспомогательных компонентов и программного обеспечения.

В общем случае в комплект поставки ИИС входит:

1) система информационно-измерительная автоматизированная ЕАСДКиУ;

2) эксплуатационная документация:

– паспорт ЕСАН.421449.001ПС, 1 экз.;

– руководство по эксплуатации ЕСАН.421449.001РЭ, 1 экз.;

– методика поверки ЕСАН.421449.001МП, 1 экз.;

– эксплуатационная документация на составные элементы: теплосчётчики, счетчики электрической энергии, ЭВМ, преобразователи расхода, водосчетчики, преобразователи температуры, преобразователи давления, принтеры, блоки бесперебойного питания, блоки согласования протоколов обмена, ретрансляторы, блоки грозозащиты и т.д. (количество экземпляров согласно заявке);

3) программное обеспечение пользователя ИИС ЕАСДКиУ в комплекте согласно проекту (на компакт-дисках) с программной документацией, 1 экз.

8. УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ

Перед эксплуатацией необходимо ознакомиться с настоящим руководством и эксплуатационной документацией на составные части ИИС. Перечень составных частей (компонентов) ИИС приведен в паспорте ЕСАН.421449.001ПС.

Источниками опасности при монтаже и эксплуатации ИИС являются электрическое напряжение переменного тока 220В 50Гц, а также теплоноситель, находящийся в трубопроводах под давлением до 2,5 МПа при температуре до 150 °С.

Безопасность эксплуатации ИИС обеспечивается:

- прочностью корпусов первичных измерительных преобразователей;
- герметичностью фланцевого или резьбового соединения первичных измерительных преобразователей с трубопроводами;
- надежным креплением составных частей системы при монтаже на объекте;
- конструкцией системы, гарантирующей защиту обслуживающего персонала от соприкосновения с деталями и узлами, находящимися под опасным напряжением;
- изоляцией электрических цепей составных частей системы;
- надежным заземлением составных частей системы.

Эксплуатация ИИС со снятыми крышками её составных частей не допускается.

Перед подключением ИИС к электрической сети питания 220В должны быть заземлены ее составные части, требующие заземления.

ВНИМАНИЕ! Устранение дефектов ИИС, монтаж, замена, присоединение и отсоединение первичных измерительных преобразователей от трубопровода должно проводится при полностью перекрытых трубопроводах и отключенном напряжении питания.

К работам по монтажу, техническому обслуживанию и ремонту ИИС допускаются лица, прошедшие инструктаж по техники безопасности и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III для электроустановок до 1000 В.

Все работы, связанные с монтажом компонент ИИС, должны производиться при отключенном напряжении сети питания.

При обнаружении внешнего повреждения компонент ИИС или сетевой электропроводки следует отключить напряжение питания поврежденного компонента до выяснения специалистом возможности его дальнейшей эксплуатации.

При монтаже, обслуживании, эксплуатации и поверке ИИС должны соблюдаться «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ РМ – 016 – 2001 (РД 153-34.0-03.150-00), «Правила устройства электроустановок», требования мер безопасности, указанные в эксплуатационной документации на компоненты ИИС, требования ГОСТ Р 51350-99, раздела 6 ГОСТ Р 51649-2000 и настоящего руководства.

9. ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ

9.1 Порядок монтажа

Монтаж и установка компонент ИИС, линий связи должны производиться квалифицированными специалистами в строгом соответствии с настоящим руководством, руководствами по эксплуатации на измерительные, связующие, вычислительные и вспомогательные компоненты и утвержденным рабочим проектом системы конкретного объекта.

Перед установкой компонент ИИС необходимо проверить сохранность транспортной тары.

В зимнее время вскрытие ящиков можно производить только после выдержки их в течение 24 часов в отапливаемом помещении.

После вскрытия ящиков составные части системы вынимают, освобождают от упаковочного материала и проверяют комплектность согласно паспорту.

Требования к месту установки и правила монтажа измерительных, связующих, вычислительных и вспомогательных компонент ИИС изложены в их руководствах по эксплуатации.

Место установки СПРВ и АРМ должно соответствовать условиям эксплуатации, которые приведены в руководстве по эксплуатации на компьютеры и утвержденным рабочим проектом системы конкретного объекта.

9.2 Подготовка к работе

Системы ИИС поставляются потребителю с полностью настроенным программным обеспечением ДР, АРМ, СПРВ, а именно:

- значения внутренних параметров теплосчетчиков, тепловычислителей, счетчиков электроэнергии установлены в соответствии с их руководствами по эксплуатации и требованиями рабочего проекта;
- значения внутренних параметров блоков согласования протоколов информационного обмена, сетевые адреса интерфейсов, режимы работы, установлены в соответствии с их руководствами по эксплуатации и требованиями рабочего проекта;
- конфигурация параметров ДР, СПРВ, АРМ установлены в соответствии с их руководствами по эксплуатации и требованиями рабочего проекта;
- режимы работы вспомогательных компонент установлены в соответствии с требованиями рабочего проекта.

По окончании настройки система ИИС переводится в режим учета энергоресурсов.

9.3 Индивидуальные испытания

Перед началом индивидуальных испытаний компонентов ИИС следует визуально проверить правильность и качество монтажа устройств и их линий связи, убедиться в наличии маркировки, пломб предприятия-изготовителя, клейм поверки, отсутствии механических повреждений.

Индивидуальные испытания измерительных, связующих, вычислительных и вспомогательных компонент ИИС проводятся в соответствии с указаниями в их руководствах по эксплуатации.

При исправности всех компонент ИИС приступают к комплексной наладке системы.

9.4 Комплексная наладка

Комплексная наладка ИИС заключается в проверке работоспособности системы в ее основных режимах работы.

9.4.1 Проверка характеристик измерительных каналов ИИС

Все измерительные каналы системы при проведении испытаний условно разделяются на два элемента.

Первый элемент канала - измерительный компонент с первичными преобразователями.

Второй элемент канала - связующие и вычислительные компоненты (СПРВ, СУБД, АРМ).

При таком разделении измерительного канала ИИС с выхода его первого элемента (измерительного компонента) на вход второго элемента подаются сигналы измерительной информации в виде кода. Затем в вычислительном компоненте этот код преобразуется в число, соответствующее измеряемой величине (параметр).

Испытания измерительных каналов ИИС проводятся поэлементно.

1) Проверка нормируемых метрологических характеристик измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов ИИС.

В каждом измерительном канале системы проверяется измерительный компонент (тип и заводской номер прибора) на соответствие перечню, приведенному в паспорте на ИИС.

Результат проверки считать положительным, если:

- тип и заводской номер каждого измерительного компонента соответствуют паспорту ЕСАН.421449.001ПС;
- каждый измерительный компонент имеет эксплуатационную документацию с указанием перечня первичных преобразователей, даты выпуска (даты приемосдаточных испытаний) и штамп ОТК;
- каждый измерительный компонент имеет действующее свидетельство (или соответствующую запись в эксплуатационной документации) о поверке метрологической службой, аккредитованной на право поверки данного типа приборов.

2) Проверка функционирования связующих и вычислительных компонентов.

2.1 Связующие компоненты ИИС представляют собой линии связи и блоки согласования протоколов обмена и их испытание заключается в проверке наличия реакции АРМ на неисправность линий связи между первичными преобразователями (датчиками) и электронным блоком измерительного компонента, между измерительными и связующими компонентами.

Проверка наличия реакции АРМ на неисправность линий связи между первичными преобразователями (датчиками) и электронным блоком измерительного компонента проводятся с помощью тестов:

- от тестируемого связующего компонента первого уровня отсоединяется первичный измерительный преобразователь;
- тестируемый связующий компонент коротко замыкается со стороны первичного измерительного преобразователя.

В этих двух случаях на мониторе АРМ должно быть выдано сообщение о неисправности линий связи с указанием идентификационного номера измерительного компонента. Аналогично проверяются все линии связи ИИС.

2.2 Совместная проверка измерительных, связующих (первого и второго уровней) и вычислительных компонентов измерительных каналов может осуществляться двумя методами. Связующие компоненты второго уровня – линии связи между измерительными и вычислительными компонентами.

Метод 1. Проверка компонентов измерительных каналов при наличии в трубопроводах контролируемых систем теплоснабжения и водоснабжения измеряемой среды, при наличии токопотребляющей нагрузки счетчика электроэнергии:

- с электронного блока измерительного компонента (теплосчетчика, счетчика электроэнергии), входящего в состав испытуемого канала, согласно его руководству по эксплуатации, снимаются базы данных последних архивированных значений всех измеряемых величин и параметров, отнесенных к фиксированному моменту времени;
- с АРМ делается запрос на измерительный компонент (теплосчетчик, счетчик электроэнергии) испытуемого канала. В ответ на мониторе АРМ должны получить архивные значения, соответствующие значениям снятым непосредственно с измерительного компонента (теплосчетчика, счетчика электроэнергии).

Примечание –

1 Съем базы данных последних архивированных значений из приборов учета должен осуществляться при помощи технических средств и программного обеспечения, поставляемого производителем прибора учета или путем распечатки архива на печатающем устройстве.

2 При наличии нагрузки на счетчике электроэнергии снять показания по энергии за предыдущий период учета.

Элементы измерительных каналов ИИС считаются прошедшими испытание, если архивные значения на мониторе АРМ совпадают с соответствующими значениями, снятыми непосредственно с измерительного компонента (теплосчетчика, счетчика электроэнергии).

Метод 2. Проверка компонентов измерительных каналов при отсутствии в трубопроводах контролируемых систем теплоснабжения измеряемой среды, отсутствия токопотребляющей нагрузки счетчика электроэнергии:

- производится имитация значений величин и параметров теплоносителя, определяемых с помощью первичных преобразователей измерительных компонентов, или в электронный блок измерительного компонента (вычислительное устройство теплосчетчика) в режиме установки договорных констант вводятся контрольные значения величин и параметров теплоносителя;

– с АРМ делается запрос на измерительный компонент испытуемого измерительного канала. В ответ должна быть получена сформированная страница архива, отражающая имитируемые (введенные) введенные значения величин и параметров теплоносителя, объема воды и электроэнергии;

– на время проверки отключить счетчик воды от БТС-2, затем на вход числоимпульсного интерфейса БТС-2 в соответствии с руководством по эксплуатации на прибор подается контрольное число электрических импульсов, например, 50000, затем снимаются показания на мониторе АРМ и, с учетом цены импульса счетчика воды, определяется относительная погрешность счета импульсов.

Примечание –

1 Съем базы данных последних архивированных значений из приборов учета должен осуществляться при помощи технических средств и программного обеспечения, поставляемого производителем прибора учета или путем распечатки архива на печатающем устройстве.

2 При отсутствии нагрузки на счетчике электроэнергии снять показания текущих данных (по энергии).

Элементы измерительных каналов ИИС считаются прошедшими испытание, если архивные значения на мониторе АРМ совпадают с соответствующими значениями, снятыми непосредственно с измерительного компонента (теплосчетчика, счетчика электроэнергии), относительная погрешность счета импульсов БТС-2 не превышает по абсолютному значению 0,01%.

9.4.2 Проверка полноты номенклатуры измеряемых и контролируемых параметров

Проверка полноты номенклатуры измеряемых и контролируемых параметров и правильности их отображения проводится в ходе непрерывной работы ИИС.

Проверяется отображение на дисплее АРМ заданного набора карт, номенклатуры домов с установленными приборами учета в соответствии с рабочим проектом системы.

Проверка правильности отображения номенклатуры измеряемых и контролируемых параметров теплосчетчиков, счетчиков электроэнергии, счетчиков горячей и холодной воды осуществляется визуально сличением параметров, отображаемых на дисплее АРМ с действительными параметрами используемых приборов учета, указанными в рабочем проекте. Все параметры должны быть полностью идентичны.

Проверка правильности формирования номенклатуры учета осуществляется выводом на экран монитора АРМ карт домов с узлами учета ресурсов, содержащих требуемые позиции в номенклатуре и проверкой их соответствия установленным требованиям.

9.4.3 Проверка погрешности внутренних часов ИИС

1) Проверка функционирования программы корректировки времени АРМ.

На компьютере СПРВ «Сервер LanMon» производят изменение системного времени путем ввода нового значения. Затем в течение не боле одного часа считывают показания часов всех АРМ, полученные значения сравниваются с показаниями внутренних часов СПРВ.

Результат считают положительным, если после корректировки разность показаний часов всех АРМ и часов СПРВ не превышают по абсолютной величине 5 с.

2) Определение погрешности внутренних часов вычислительного компонента ИИС.

Запустить ПО АРМ и вывести окно индикации текущего времени АРМ.

Включить радиоприемник и настроиться на радиостанцию «Маяк».

По началу шестого сигнала точного времени произвести отсчет τ1 показаний времени по дисплею АРМ.

Через сутки аналогичным способом сделать еще один отсчет τ2 по дисплею АРМ.

Относительную погрешность δ_τ, %, отсчета времени определить по формуле

$$\delta_\tau = \left(\frac{\tau_2 - \tau_1}{86400}\right) \times 100\% .$$

Результат считают положительным, если погрешность внутренних часов АРМ не превышает по абсолютной величине 0,1%.

9.4.4 Проверка правильности построения графиков

Проверка правильности построения графиков оперативного контроля осуществляется выводом на экран монитора АРМ графиков оперативного контроля и анализом правильности их построения.

Для проверки правильности вывода на печатающее устройство графиков вывести на экран монитора АРМ требуемые графики и распечатать их на печатающем устройстве и убедиться в идентичности графиков на экране АРМ и распечатанном виде.

9.4.5 Проверка считывания информации из архива и ее сохранности

Для проверки считывания информации из архива и качества ее сохранения следует сформировать отчет по приборам учета, содержащую данные за период времени, предшествующий испытаниям, и убедиться в ее правильном формировании. Форма отчета должна соответствовать требованиям рабочего проекта системы.

9.4.6 Проверка правильности экспорта данных в ЕИРЦ

Для проверки правильности экспорта данных в ЕИРЦ сформировать файлы данных для ЕИРЦ на жестком диске АРМ за заданный интервал учета, например, месяц. При помощи соответствующего редактора открыть файл в формате dBASE3 и сравнить его данные с архивными показаниями прибора учета за тот же интервал учета, непосредственно считанными по его дисплею (или с данными, сформированными АРМ в отчете по приборам). Расхождений в данных не должно быть.

9.4.7 Проверка правильности считывания информации из энергонезависимой памяти

Для проверки правильности считывания информации из энергонезависимой памяти измерительных компонентов за время отсутствия обмена по причине перерыва электропитания, следует вызвать на экран АРМ страницу архива, содержащую требуемую информацию за это время, и убедиться в наличии сформированных данных.

При исправности ИИС приступают к опытной эксплуатации системы в течение не менее месяца и последующей ее поверки.

9.5 Перенос проекта на другой компьютер

Для переноса проекта на другой компьютер необходимо:

– установить на этом компьютере «АРМ LonMon».

– перенести проект на этот компьютер.

Например, пусть изначально проект находиться в папке C:\Выхино, в таком случае необходимо перенести на новый компьютер (например, на его диск C) папку Выхино.

Для этого надо скопировать папку Выхино, (например, на сменный носитель CD-RW) и затем перенести ее на новый компьютер.

Чтобы на новом компьютере был успешным экспорт в ЕИРЦ, надо также перенести на этот компьютер папку C:\opload. В эту папку сохраняется файл ЕИРЦ.

Запустить Менеджер проектов АРМ на новом компьютере через его ярлык на рабочем столе (рисунок 11).

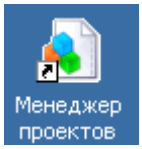


Рисунок 11

Далее в окне Менеджера проекта выбрать пункт «Импорт существующего проекта» (рисунок 12).

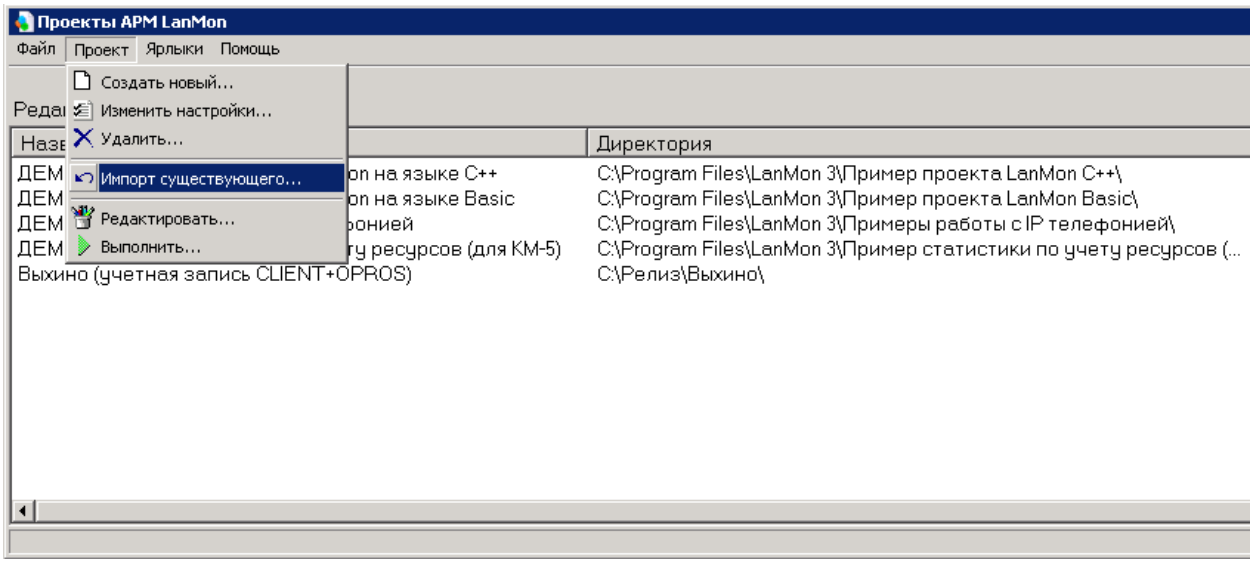


Рисунок 12

В появившемся окне сделать соответствующие настройки. В качестве примера приводится рисунок 13. На нем видно, что папка Выхино была скопирована в папку Релиз, поэтому полный путь к проекту получился C:\Релиз\Выхино.

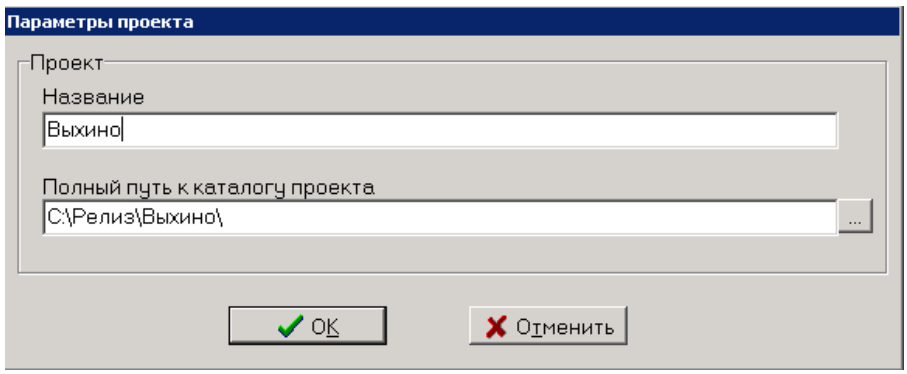


Рисунок 13

Далее в меню «Ярлыки» Менеджера проекта, можно создать ярлык на Рабочем столе (см. рисунок 14).

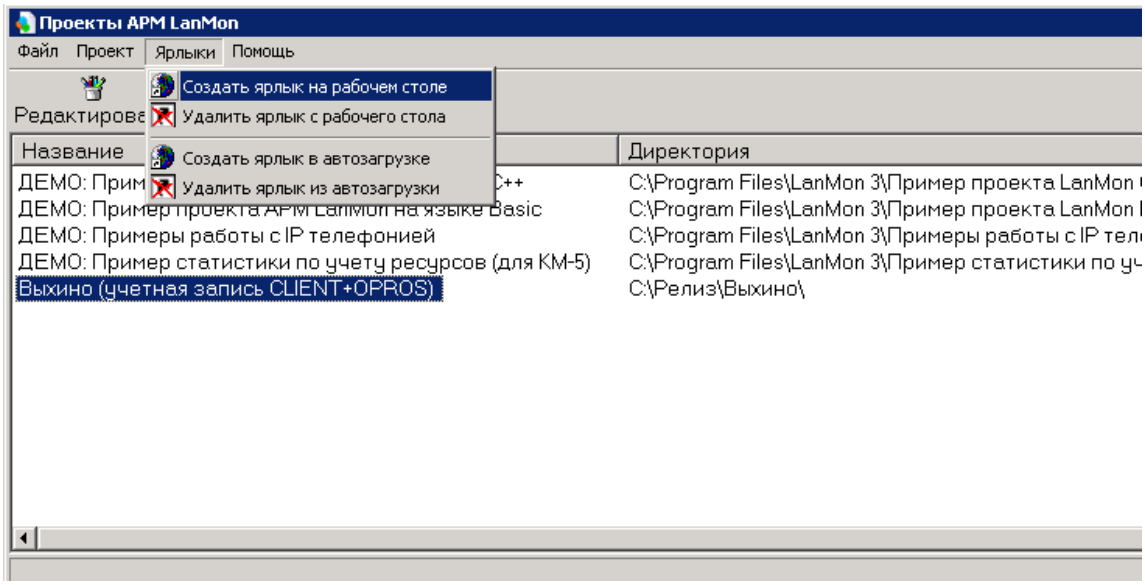


Рисунок 14

- используя этот ярлык можно запускать проект.

При необходимости в этом же меню «Ярлыки» Менеджера проекта можно создать ярлык в автозагрузке компьютера. Там же можно и удалить ярлыки.

10.6 Настройка соединения для связи с базой данных «Сервер PostgreSQL»

Для работы отчетов на новом компьютере необходимо сделать следующее:

1 Установить дистрибутив драйверов ODBC, который можно загрузить с сайта «МНПП САТУРН»: ftp://www.mnppsaturn.ru/public/soft/PostgreSQL_ODBC/

По этому адресу находиться папка с именем 08.01.0102, ее надо скопировать на компьютер. В этой папке запустить для инсталляции ODBC файл psqlodbc.msi.

2 Далее необходимо запустить средствами Windows администрирование ODBC (см. рисунок 15).

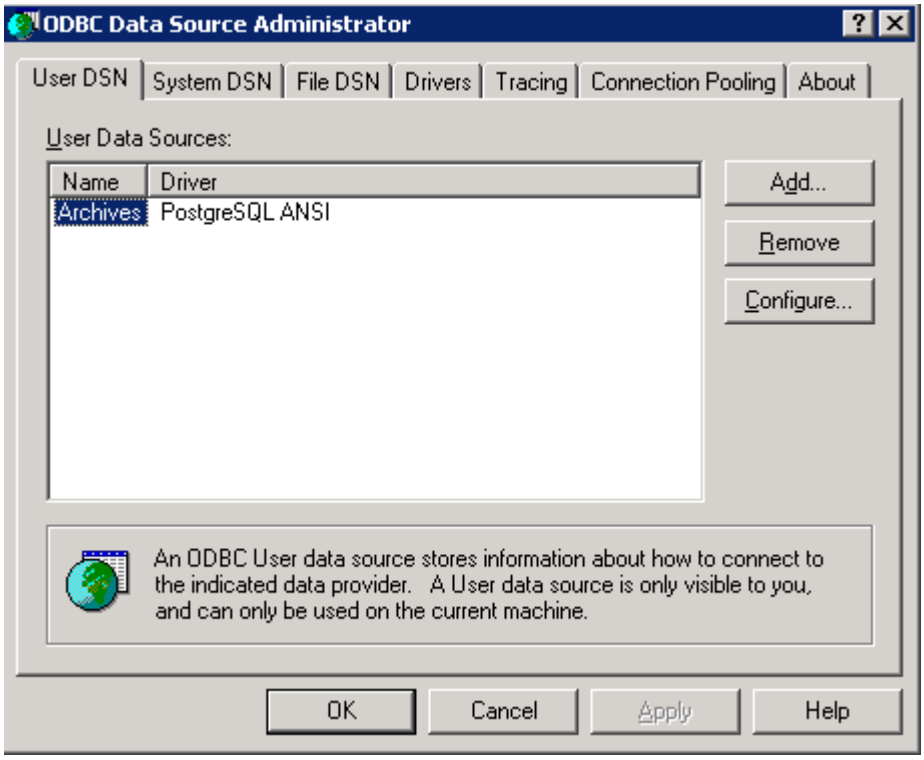


Рисунок 15

Нажать в этом окне кнопку Add и выбрать PostgreSQL ANSI (рисунок 16):

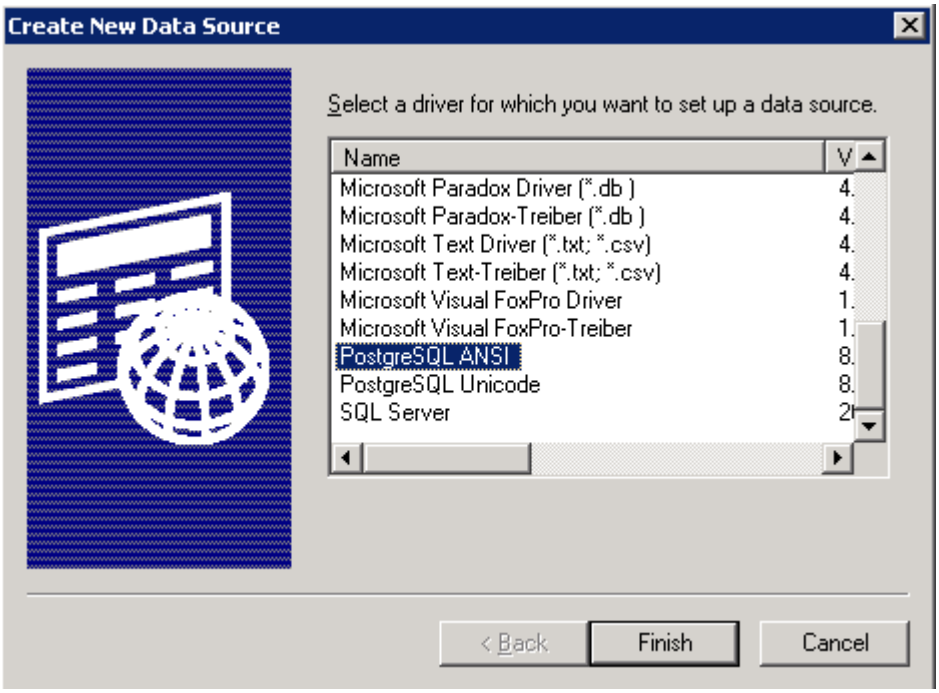


Рисунок 16

Нажать Finish и сделать в появившемся окне соответствующее настройки (см. рисунок 17).

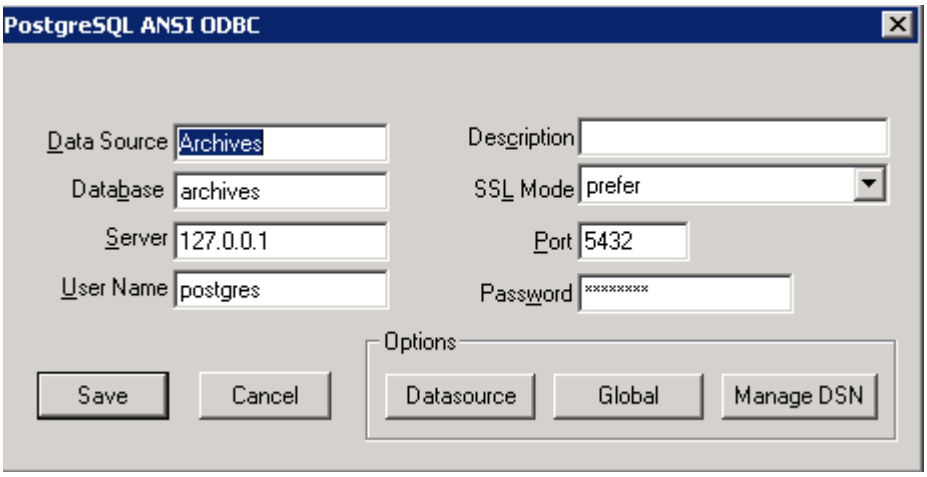


Рисунок 17

В строке сервер необходимо указать IP сервера, на котором установлена база данных PostgresSQL.

Далее нажать кнопку в этом окне Datasource и установить галочку Use Declare/Fetch и нажать ОК (рисунок 18).

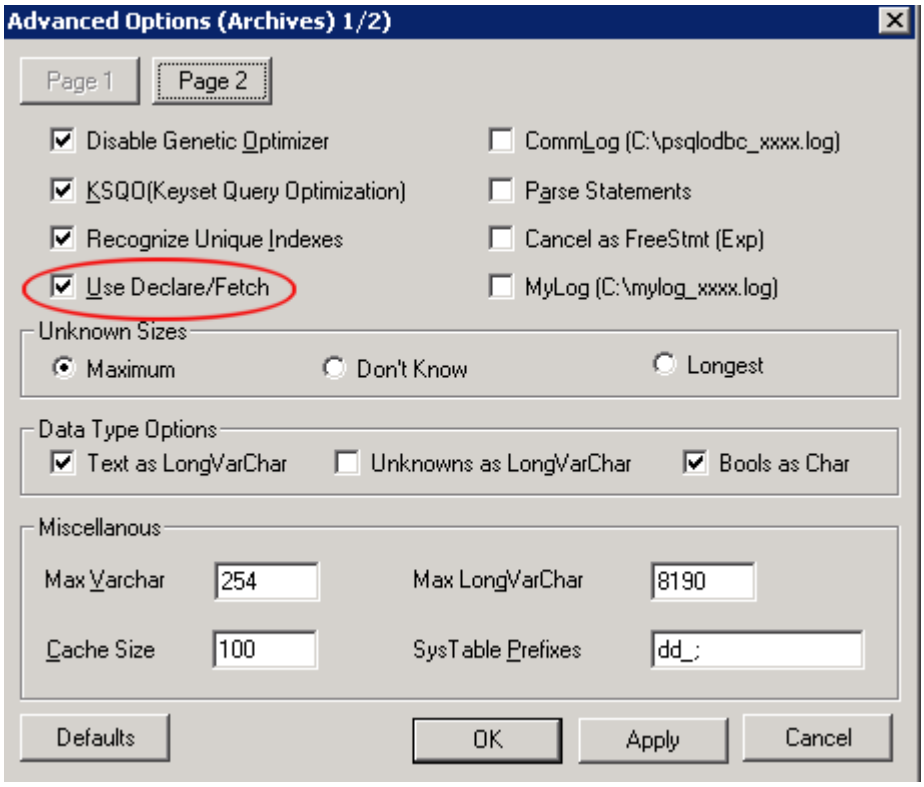


Рисунок 18

Затем в окне PostgreSQL ANSI ODBC нажать кнопку Save (рисунок 19):

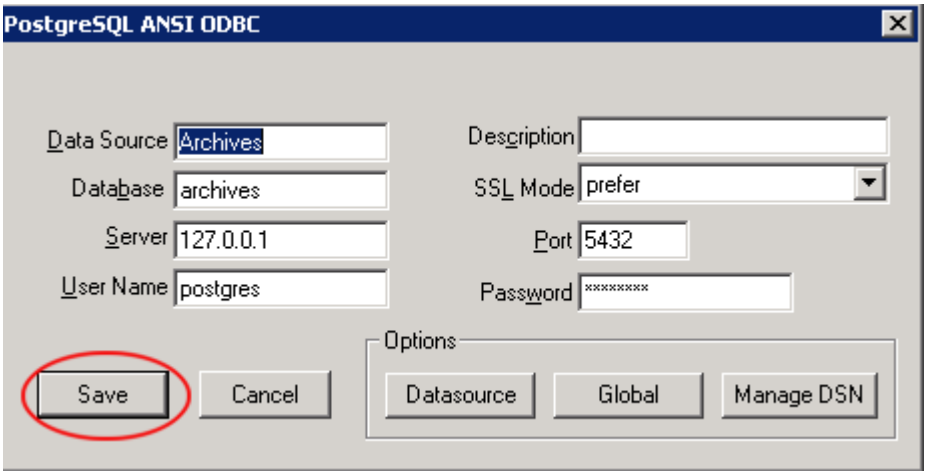


Рисунок 19

В окне администрирования ODBC ниже нажать ОК (рисунок 20).

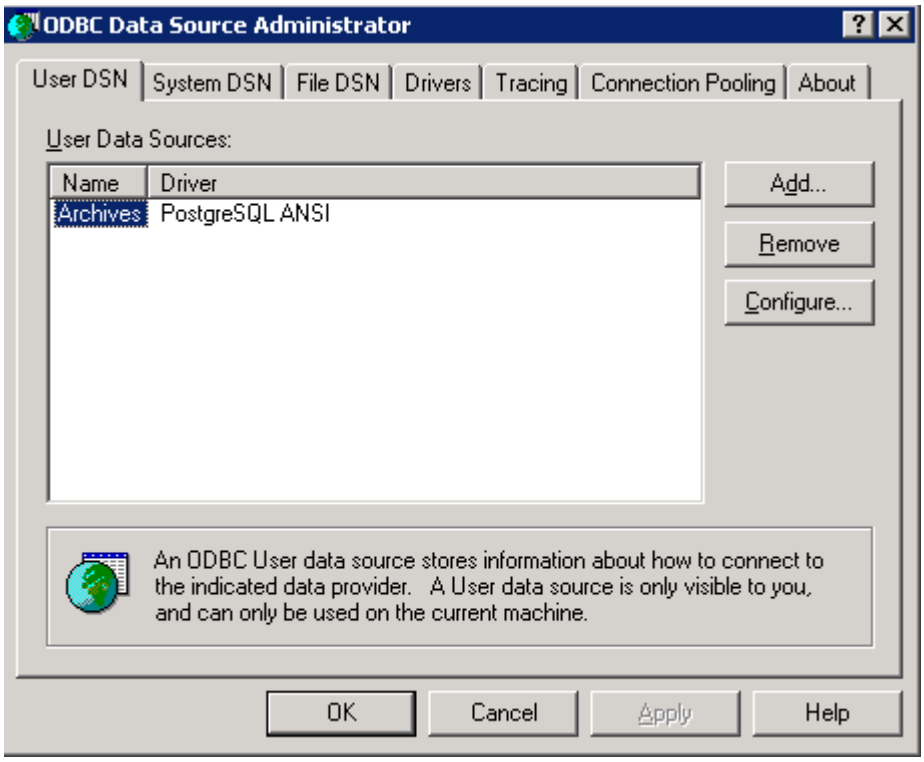


Рисунок 20

Теперь АРМ «LanMon» будет использовать это соединение для связи с базой данных «Сервера PostgreSQL».

Последним шагом является создание учетной записи на СПРВ «Сервер LanMon».

9.7 Создание учетной записи

Для создания учетной записи, необходимо ее прописать в настройках СПРВ «Сервера LanMon». Для этого щелкнете правой кнопкой «мыши» по ярлыку сервера в панели задач (см. рисунок 21).

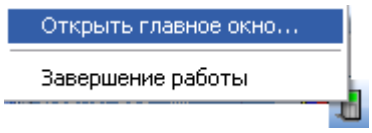


Рисунок 21

Выбрать в появившемся меню пункт «Открыть главное окно». Появиться окно представленное на рисунке 22.

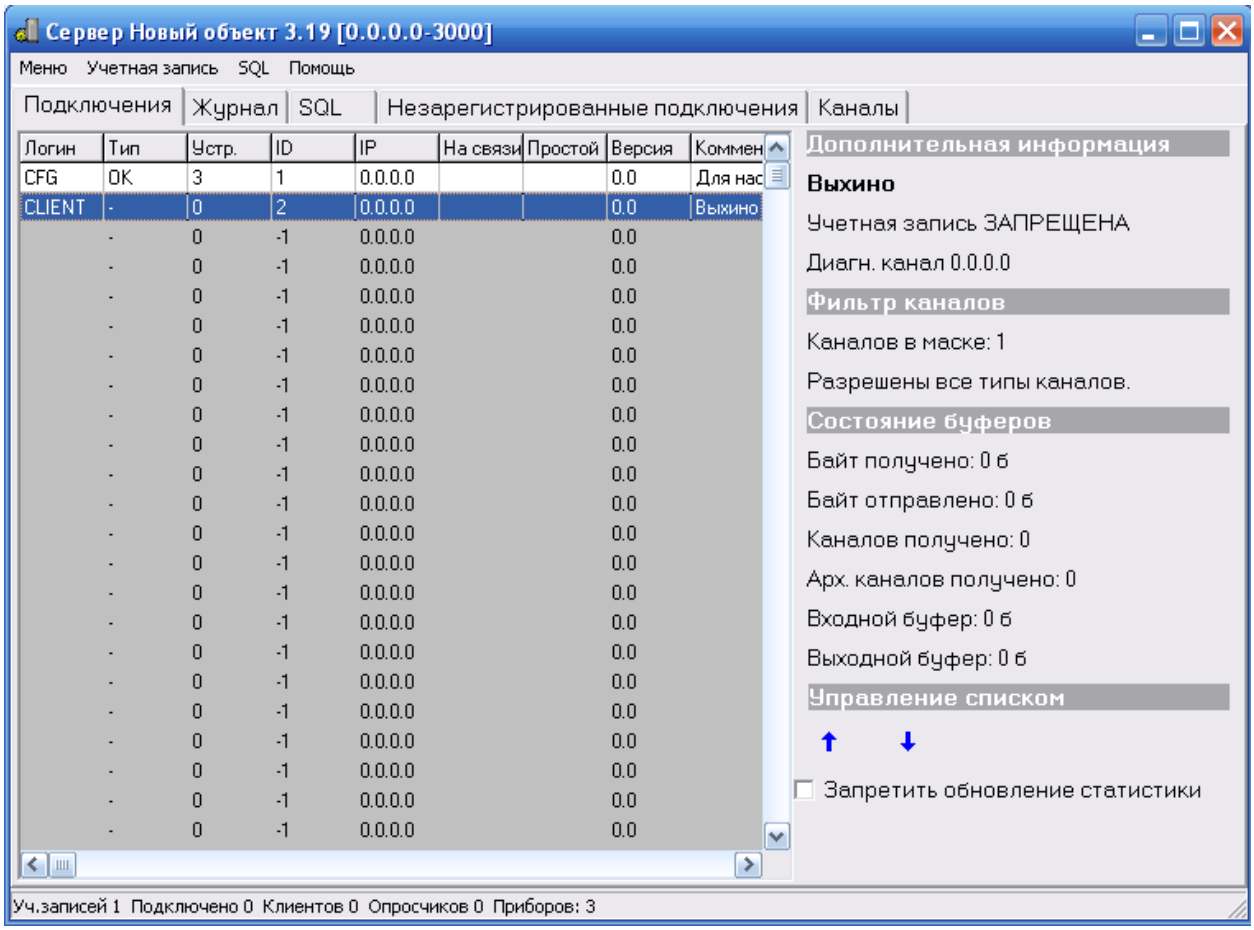


Рисунок 22

В этом окне необходимо щелкнуть на первой свободной записи правой кнопкой «мыши». Свободные записи выделены серым цветом. Появиться контекстное меню, в котором надо выбрать пункт «Редактирование» (см. рисунок 23).

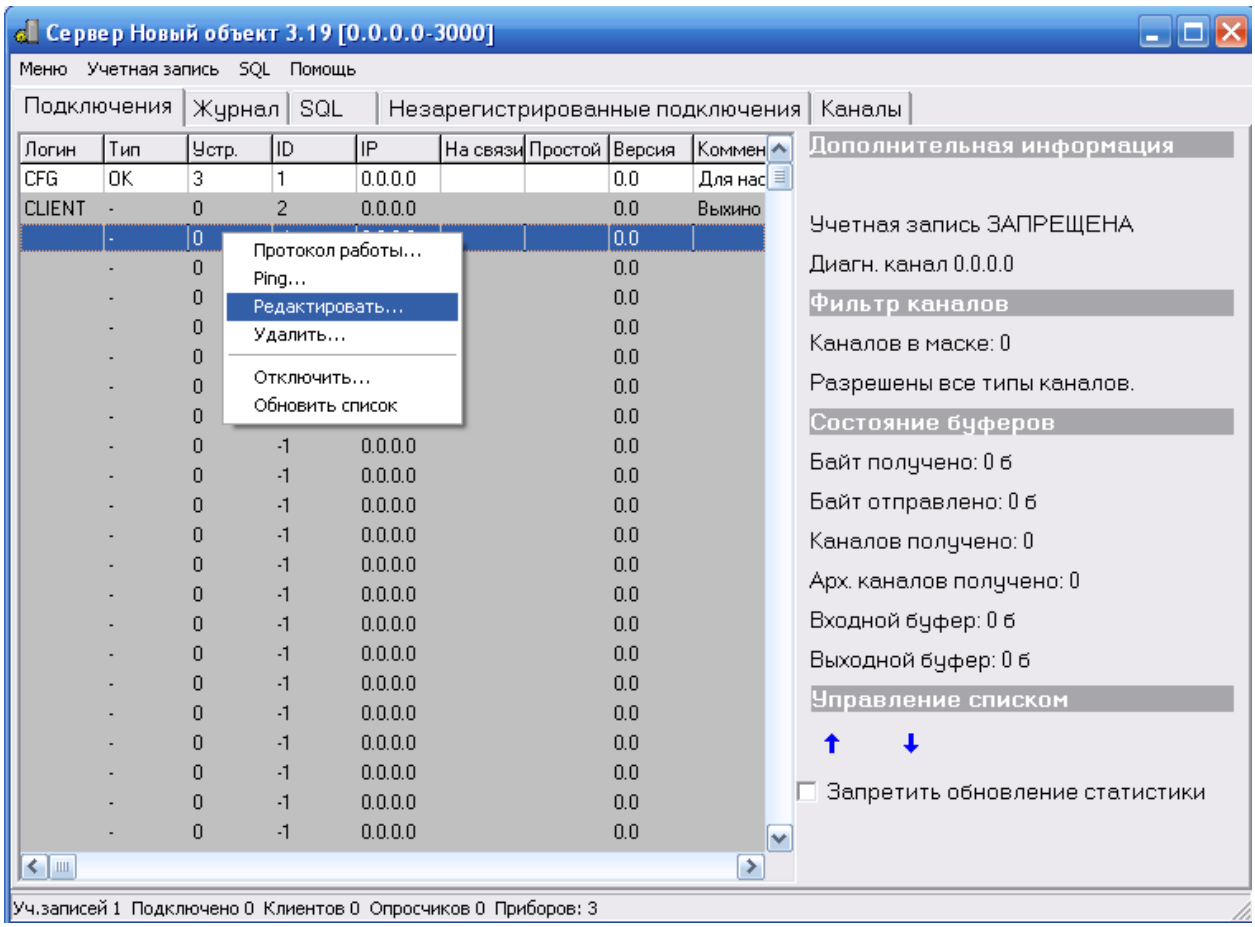


Рисунок 23

В появившемся окне сделать настройки (см. рисунок 24).

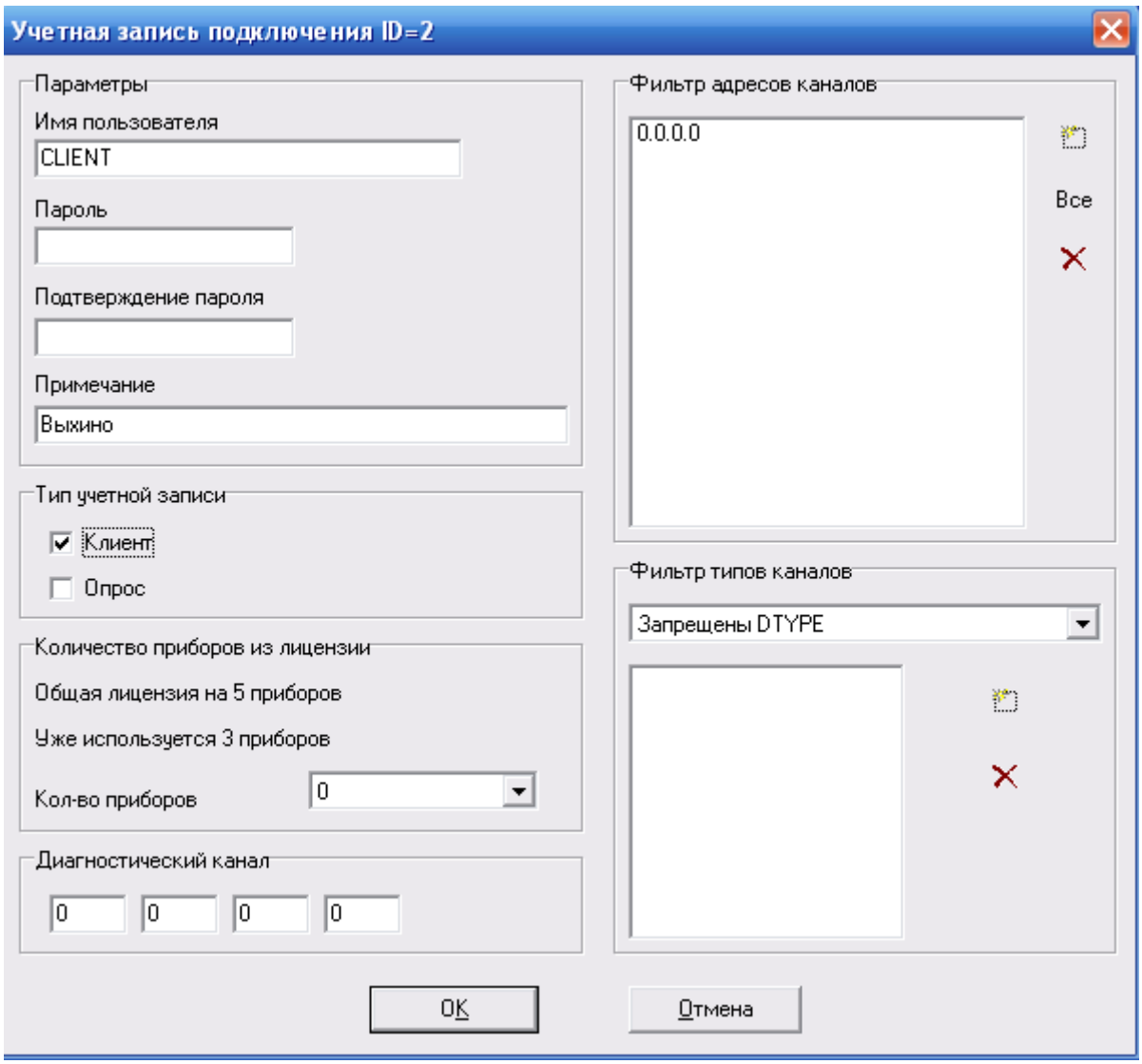


Рисунок 24

Необходимо задать имя пользователя, которое в дальнейшем будет использоваться «LanMon» для связи с сервером. На рисунке было задано имя пользователя CLIENT. Имя задается произвольное. Для каждой учетной записи задается свое имя. Далее необходимо нажать галочку «Клиент». Для получения всех каналов надо нажать в этом окне справа кнопку «Все». По окончании настройки нажать «ОК». Затем закрыть главное окно сервера.

Теперь необходимо настроить АРМ «LanMon» на работу с новой учетной записью. Для этого необходимо открыть АРМ «LanMon» из Менеджера проекта в режиме редактирования. В открытом Менеджере проекта надо выбрать нужный проект и нажать кнопку «Редактирование» (см. рисунок 25).

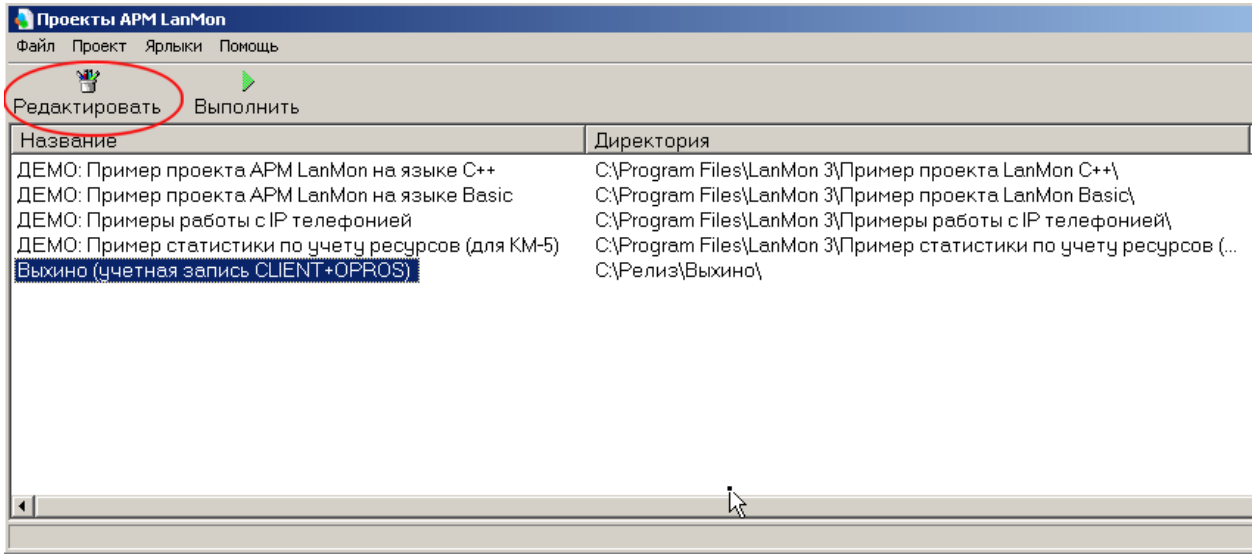


Рисунок 25

Откроется выбранный проект «LanMon» в режиме редактирования. В это проекте необходимо настроить учетную запись, которая была создана на «Сервере LanMon». Для этого надо щелкнуть «мышкой» на кнопке настройки проекта (см. рисунок 26).

Рисунок 26

В появившемся окне сделать соответствующее настройки (см. рисунок 27).

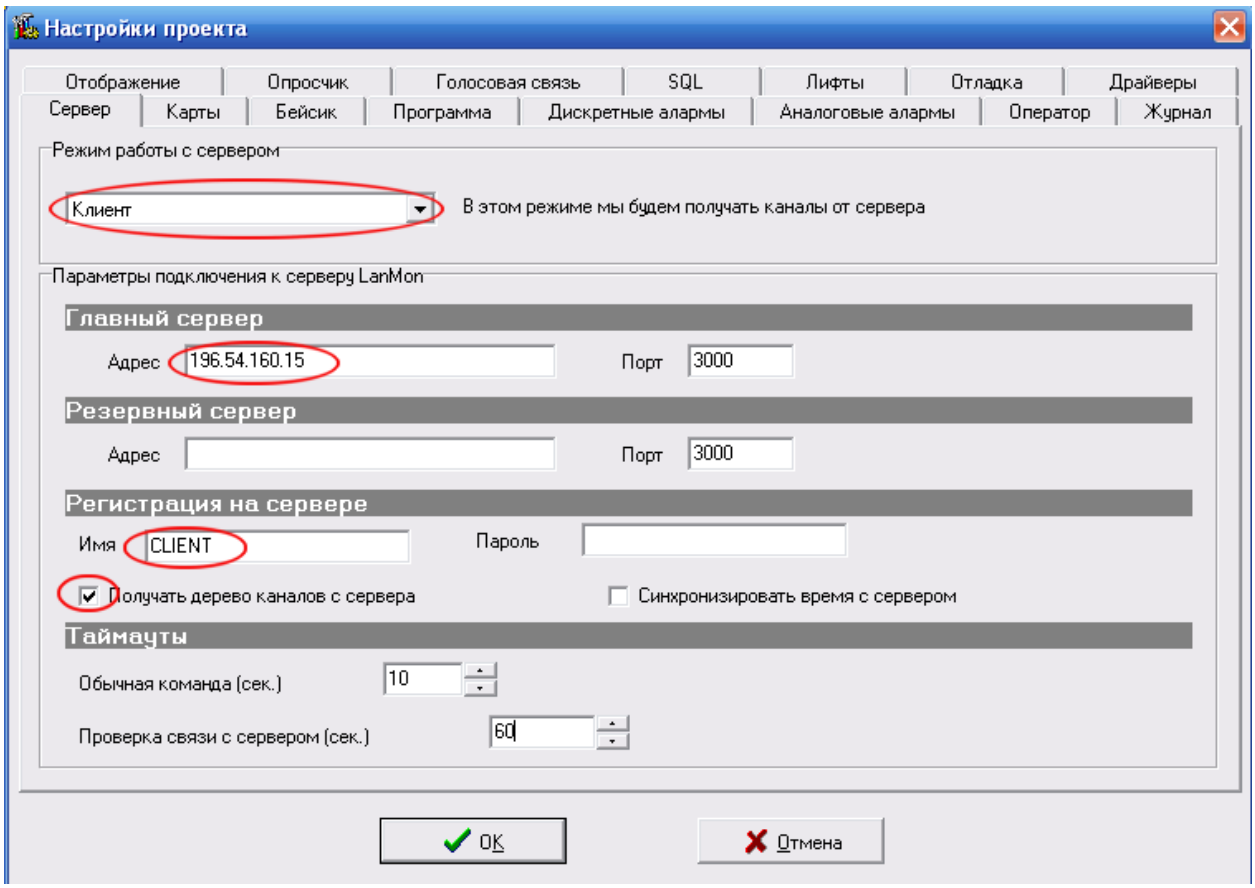


Рисунок 27

Необходимо установить режим работы с сервером, адрес главного сервера, имя регистрации на сервере. Нажать «ОК» и закрыть «LanMon» кнопкой выхода (см. рисунок 28).

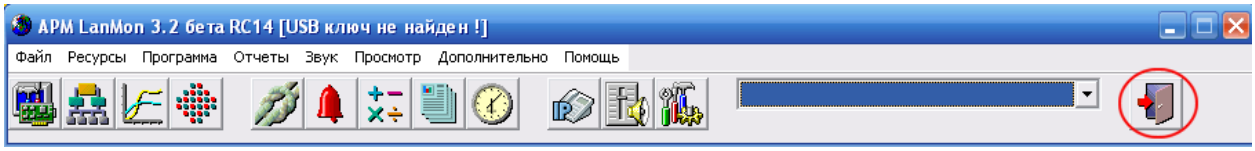


Рисунок 28

Для дальнейшего запуска АРМ «LanMon» в обычном режиме можно использовать ярлык на рабочем столе (рисунок 30):

Рисунок 30

10. ПОРЯДОК РАБОТЫ

Так как ИИС проектируется для конкретного объекта, то ниже, в качестве примера, приведено описание работы типового АРМ «Выхино». Функциональные возможности ИИС для одного объекта могут существенно отличаться от набора задач, решаемых ИИС для другого объекта.

Пользователь при работе с системой может просматривать на картах района текущее состояние приборов учета, визуально контролировать работоспособность измерительных каналов, считывать текущие численные значения измерительных каналов в соответствующих единицах измерения, просматривать изменения состояния информационных каналов в виде графиков и таблиц, формировать и документировать отчеты по параметрам приборов учета за заданный интервал наблюдения, формировать файлы со сведениями о потребленных ресурсах для передачи их в ЕИРЦ, контролировать работу ИИС при помощи встроенного журнала событий.

11.1 Работа с картами

Для запуска АРМ надо щелкнуть «мышкой» по ярлыку с названием объекта, например, «Выхино», расположенном на рабочем столе компьютера (см. рисунок 31).

Рисунок 31

АРМ после запуска выглядит на мониторе как представлено на рисунке 32.

С левой стороны находиться главное (навигационное) окно с названием в заголовке «Выхино». В этом окне выводится текущие дата и время часов АРМ, расположены кнопки при помощи, которых можно открывать другие окна, такие как: «Карта района», «Карта района 1», «Карта района 2» и «Карта домов». Навигация между окнами «Карта района», «Карта района 1», «Карта района 2» и «Карта домов» осуществляется щелчками «мыши» по соответствующим кнопкам окна «Выхино». Кнопки в окне «Выхино» имеют всплывающие текстовые пояснения назначения кнопки на желтом фоне при наведении на них указателя «мышь».

В окне с названием «Карта района» показан весь район «Выхино» с домами, к которым подключены контролируемые узлы учета тепла. «Карта района 1» и «Карта района 2» представляют собой карты района – западную и восточную части района Выхино (см. рисунок 33). На картах района, имеющих большие размеры, расположены по краям кнопки скроллинга для просмотра всего поля карты. Для возврата к окну карты домов надо щелкнуть на кнопке «Карта домов».

Узлы учета тепла отображаются на карте домов и карте района в виде прямоугольников с названием дома. Узлы учета сгруппированы по названиям улиц, где расположены соответствующие дома.

Нормальное состояние теплосчетчика, а также каждая неисправность отображается на карте домов своим цветом. Внизу окна «Карта домов» находятся информативные текстовые метки о количестве контролируемых узлов учета «Всего» и о количестве неис-

правностей «Неисправных», а также расшифровка цветового обозначения вида неисправности.

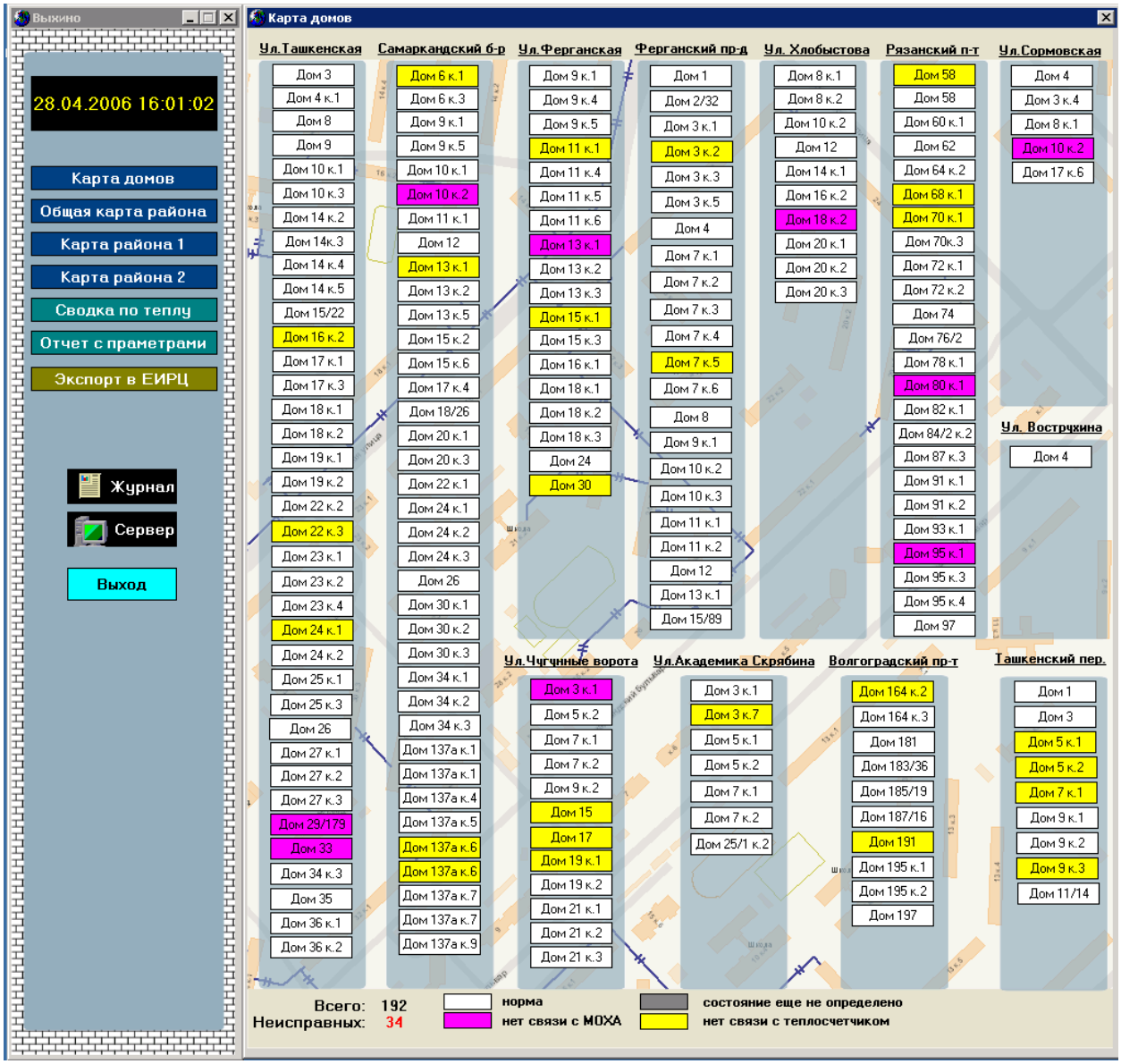


Рисунок 32

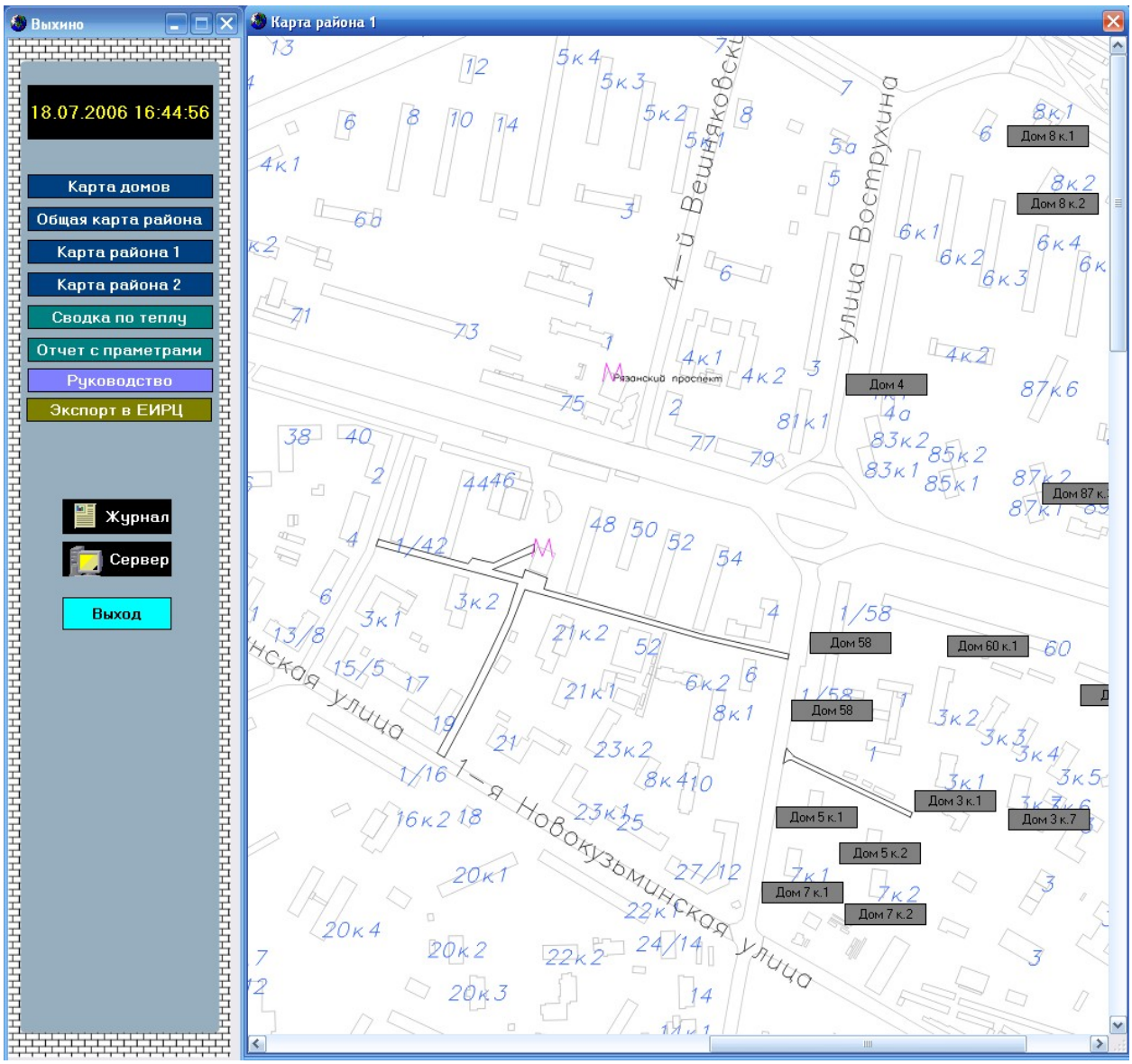


Рисунок 33

Для получения полной информации (просмотр параметров) по дому надо щелкнуть «мышкой» по этому дому на карте домов или карте района, в результате будет представлено окно с полной информацией (см. рисунок 34). Количество и тип отображаемых параметров определяется типом теплосчетчика и соответствует рабочему проекту ИИС. Отображаемые параметры горячего и холодного водоснабжения, центрального отопления сгруппированы. Напротив названия каждого параметра выводится его численное значение в соответствующих единицах измерения и цветная шкала «прогресс-индикатора», длина которой пропорциональна значению параметра. На карту дома также выводится текущие дата и время часов АРМ. Для выхода на карту домов следует щелкнуть «мышкой» по кнопке «Закрыть».

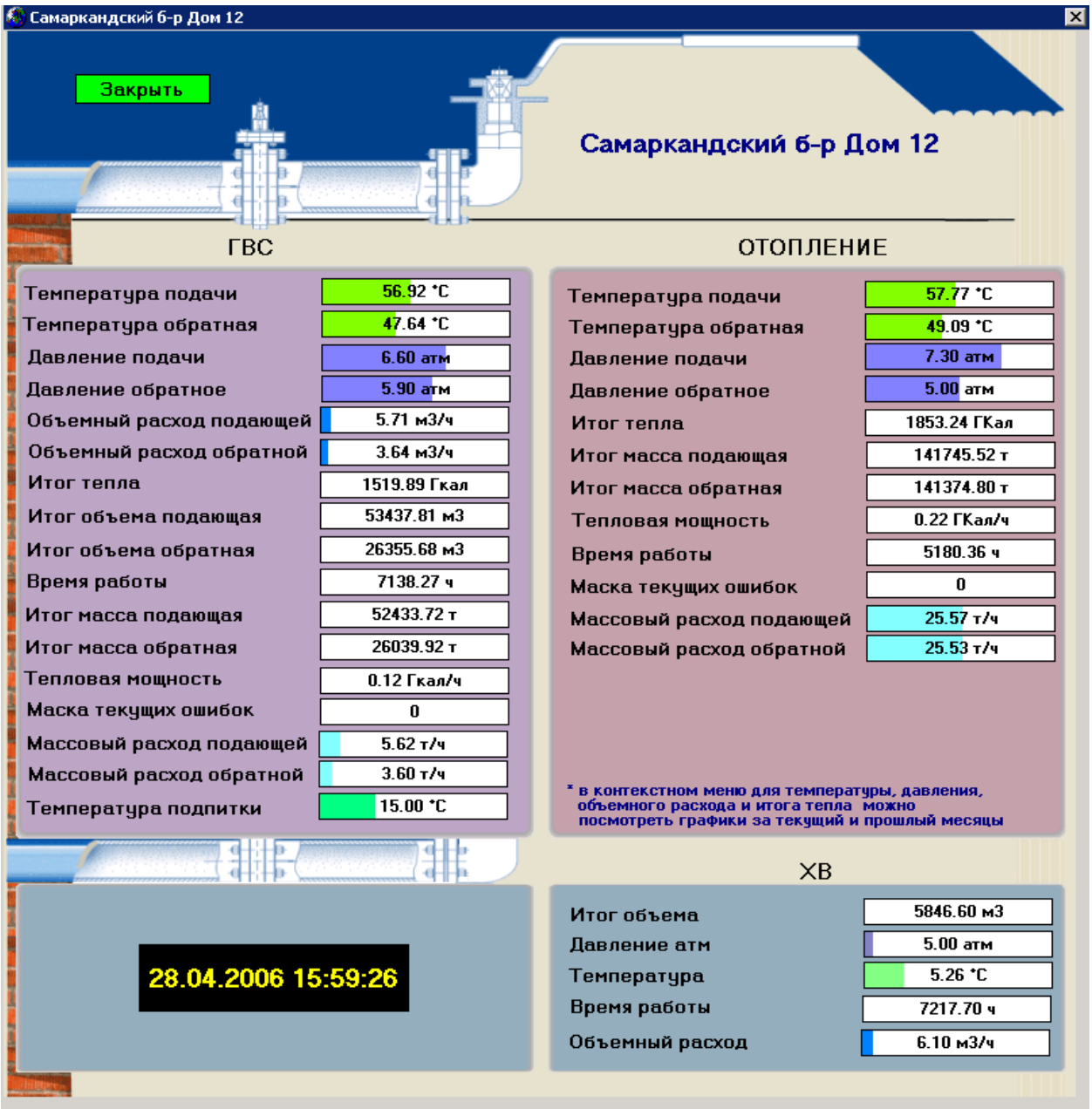


Рисунок 34

Для просмотра параметров другого дома, надо щелкнуть «мышкой» на кнопке «Карта домов» (также можно использовать «Карта района», «Карта района 1», «Карта района 2») слева в окне «Выхино» и после этого выбрать нужный дом щелчком «мыши».

11.2 Журнал событий

Для просмотра журнала событий надо нажать «мышкой» кнопку «Журнал» в окне «Выхино». Откроется окно «Журнал» (рисунок 35).

Журнал [62106 сообщений]

Дата	Время	Объект	Расположение	Оборудование	Состояние
20.09	03:15:40	Новорогожская улица, д.12А	ГВС	V2, m3	D 1577.8234
20.09	03:15:40	Новорогожская улица, д.12А	ГВС	Q, GKal	D 93.9416
20.09	03:15:40	Новорогожская улица, д.12А	ГВС	work time, h	D 2278.2278
20.09	03:15:50	Нижегородская улица, д.7, к.4	ЦО	T1, C	F 19.63
20.09	03:15:50	Нижегородская улица, д.7, к.4	ЦО	T2, C	F 18.84
20.09	03:15:50	Нижегородская улица, д.7, к.4	ЦО	P1, atm	F 0.16
20.09	03:15:50	Нижегородская улица, д.7, к.4	ЦО	P2, atm	F 0.02
20.09	03:15:50	Нижегородская улица, д.7, к.4	ЦО	Tint, C	F 24.42
20.09	03:16:20	Нижегородская улица, д.7А	ЦО	T1, C	F 25.13
20.09	03:16:20	Нижегородская улица, д.7А	ЦО	T2, C	F 21.97
20.09	03:16:20	Нижегородская улица, д.7А	ЦО	P1, atm	F 0.01
20.09	03:16:20	Нижегородская улица, д.7А	ЦО	P2, atm	F 1.65
20.09	03:16:20	Нижегородская улица, д.7А	ЦО	Tint, C;	F 33.84
20.09	03:16:31	Диспечер АРМ	Диспечер АРМ	Иванов	реакция на тревогу
20.09	03:16:32	Нижегородская улица, д.7Б	ЦО	T1, C	F 24.35
20.09	03:16:32	Нижегородская улица, д.7Б	ЦО	T2, C	F 21.38
20.09	03:16:32	Нижегородская улица, д.7Б	ЦО	P1, atm	F 0.01
20.09	03:16:32	Нижегородская улица, д.7Б	ЦО	P2, atm	F 1.66
20.09	03:16:32	Нижегородская улица, д.7Б	ЦО	Tint, C	F 28.35
20.09	03:16:45	Диспечер АРМ	Диспечер АРМ	Иванов	реакция на тревогу
20.09	03:18:31	Новорогожская улица, д.8	ЦО	T1, C	F 30.11
20.09	03:18:31	Новорогожская улица, д.8	ЦО	T2, C	F 25.93
20.09	03:18:31	Новорогожская улица, д.8	ЦО	P1, atm	F 2.73
20.09	03:18:31	Новорогожская улица, д.8	ЦО	P2, atm	F 2.85
20.09	03:18:31	Новорогожская улица, д.8	ЦО	Tint, C	F 34.36
20.09	03:18:31	Новорогожская улица, д.8	ЦО	work time, h	D 331.3442
20.09	03:19:18	Новорогожская улица, д.10	ЦО	rashod G2, t/h	F 0.14
20.09	03:19:18	Новорогожская улица, д.10	ЦО	T1, C	F 26.44
20.09	03:19:18	Новорогожская улица, д.10	ЦО	T2, C	F 23.89
20.09	03:19:18	Новорогожская улица, д.10	ЦО	P1, atm	F 2.86

☑ Переход на новое сообщение

Рисунок 35

Электронный журнал представляет собой таблицу, состоящую из строк – событий и колонок:

– «Дата», «Время» - дата и время возникновения события;

– «Объект» - название улицы;

– «Расположение» - номер дома;

– «Оборудование» - название измерительного канала или технических средств;

– «Состояние» - численное значение измерительного канала или состояние технических средств.

В электронном журнале АРМ регистрируются все изменения значения измерительного канала или состояния технических средств. Строки выделяются разным цветом, в зависимости от статуса сообщения:

– красный - тревожные сообщения (данное сообщение активизировало один из установленных алармов);

– зеленый - служебные сообщения;

– серый - сообщения о неопределенном состоянии канала или о неисправности;

– белый - все остальные сообщения.

Если установлена галочка «переход на новое сообщение», то при регистрации нового сообщения курсор в журнале перейдет вниз - на новое сообщение. Если нужно про-

смотреть журнал за более ранний период, то следует убрать эту галочку, чтобы появление новых сообщений не мешало просмотру.

11.3 Индикатор соединения с сервером

Также в окне «Выхино» ниже кнопки «Журнал», находиться индикатор соединения с СПРВ «Сервер LanMon». Зеленый цвет индикатора указывает о нормальном режиме работы и есть соединение с СПРВ. Красный сигнал – отсутствие связи с СПРВ. Только при наличии зеленого сигнала можно получать и просматривать параметры теплосчетчиков, подключенных к домам (см. рисунок 36).

Рисунок 36

При нажатии «мышкой» на кнопку «Выход», АРМ «Выхино» завершает свою работу. Для последующего запуска, надо щелкнуть «мышкой» по ярлыку «Выхино» на рабочем столе компьютера (см. рисунок 31).

11.4 Работа с отчетами

Для запуска отчетов служат две кнопки расположенные в навигационном окне «Выхино» - это «Сводка по теплу» и «Отчет с параметрами» (см. рисунок 32). При щелчке «мышкой» на кнопке «Сводка по теплу» будет показано окно «Построение отчетов по приборам учета» (см. рисунок 37).

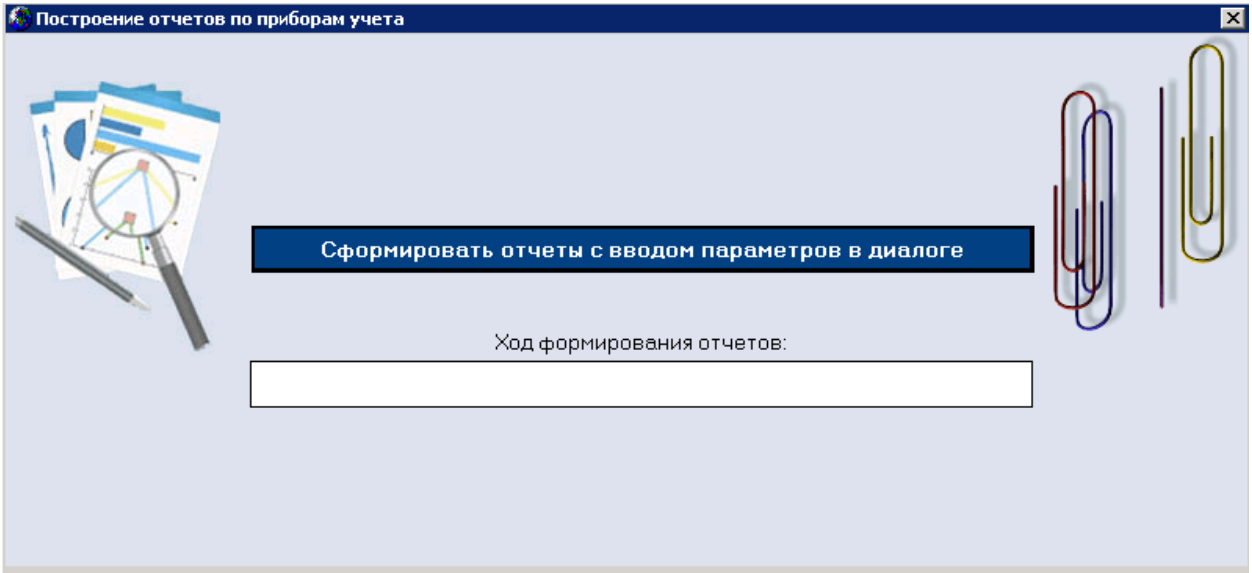


Рисунок 37

Щелчок «мышкой» по кнопке «Сформировать отчеты с выводом параметров в диалоге» запускает окно настроек формирования отчета (см. рисунок 38).

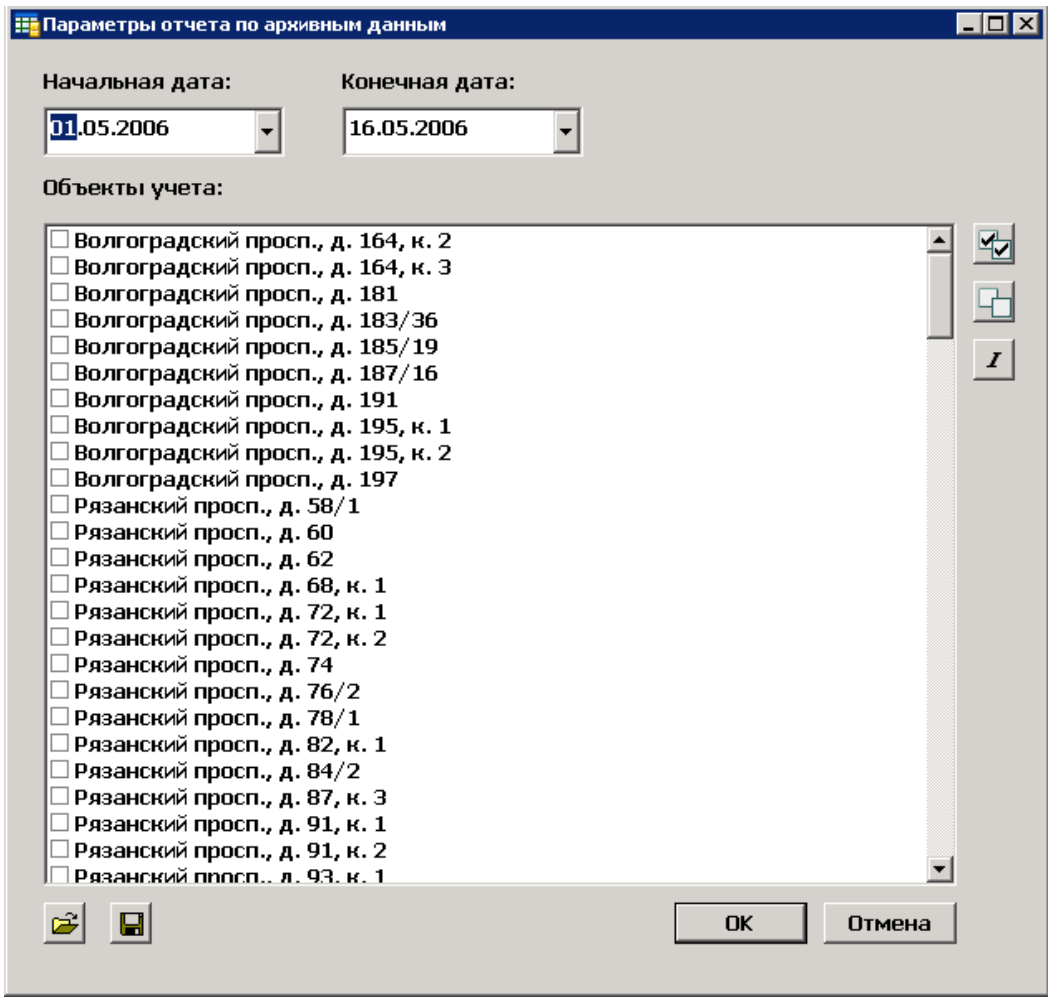


Рисунок 38

В этом окне нужно выбрать период, за который нужно получить отчет. Период выбирается в верхней части окна «Начальная дата:» и «Конечная дата:». Далее, устанавливая, галочки напротив объектов учета, надо выбрать те из них, по которым требуется получить отчет.

Расстановку нужных галочек при необходимости можно сохранить в файл и затем при следующем получении отчета загрузить их. Для этого используются две кнопки внизу окна слева:

- сохранить файл на жестком диске ПЭВМ АРМ.

- загрузить файл на жестком диске ПЭВМ АРМ;

Справа, вверху окна есть кнопки, которые позволяют проставить галочки по всем улицам, а также убрать все галочки. Также можно инвертировать выделение галочек для этого используется кнопка с наклонной английской буквой «I».

- поставить галочки по всем улицам;

- убрать галочки по всем улицам;

- инвертировать галочки по всем улицам.

Если будет выбрано много улиц (например, более 20), то построение отчета может затянуться, если мощность компьютера АРМ не достаточна. Для одновременного построения отчета по большому количеству улиц необходим компьютер с оперативной памятью 512 Мбайт и более, это значительно ускорит построение больших отчетов.

Сделав нужные настройки в окне «Построение отчетов по приборам учета», следует нажать кнопку «ОК», отчет начинает формироваться, индикатор формирования отчета показывается заполнением шкалы «Ход формирования отчета» (см. рисунок 39).

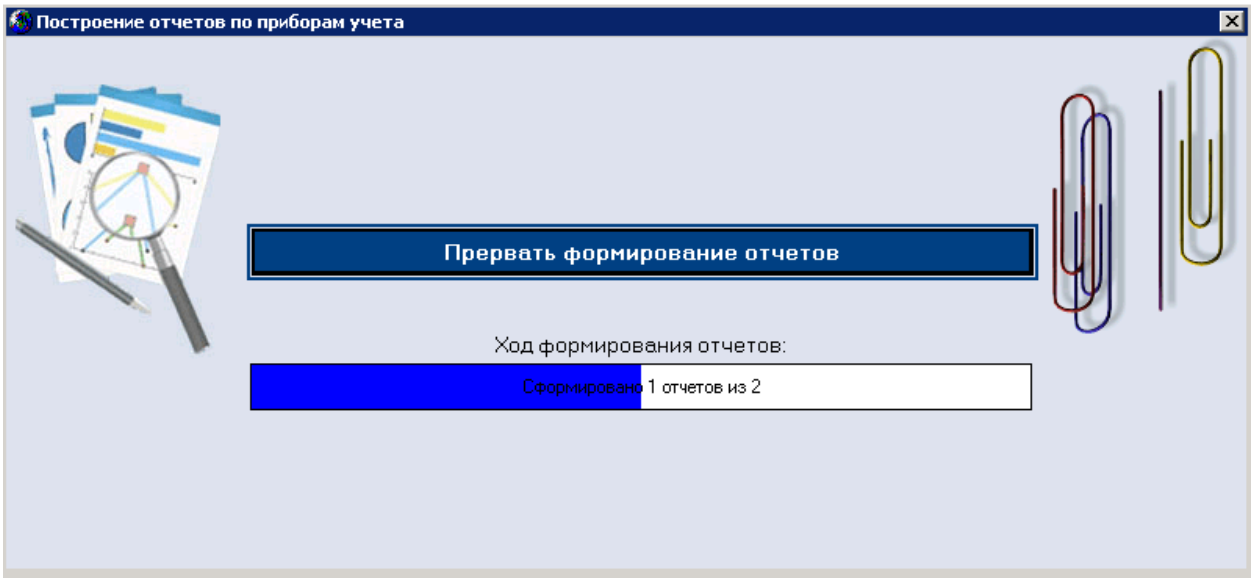
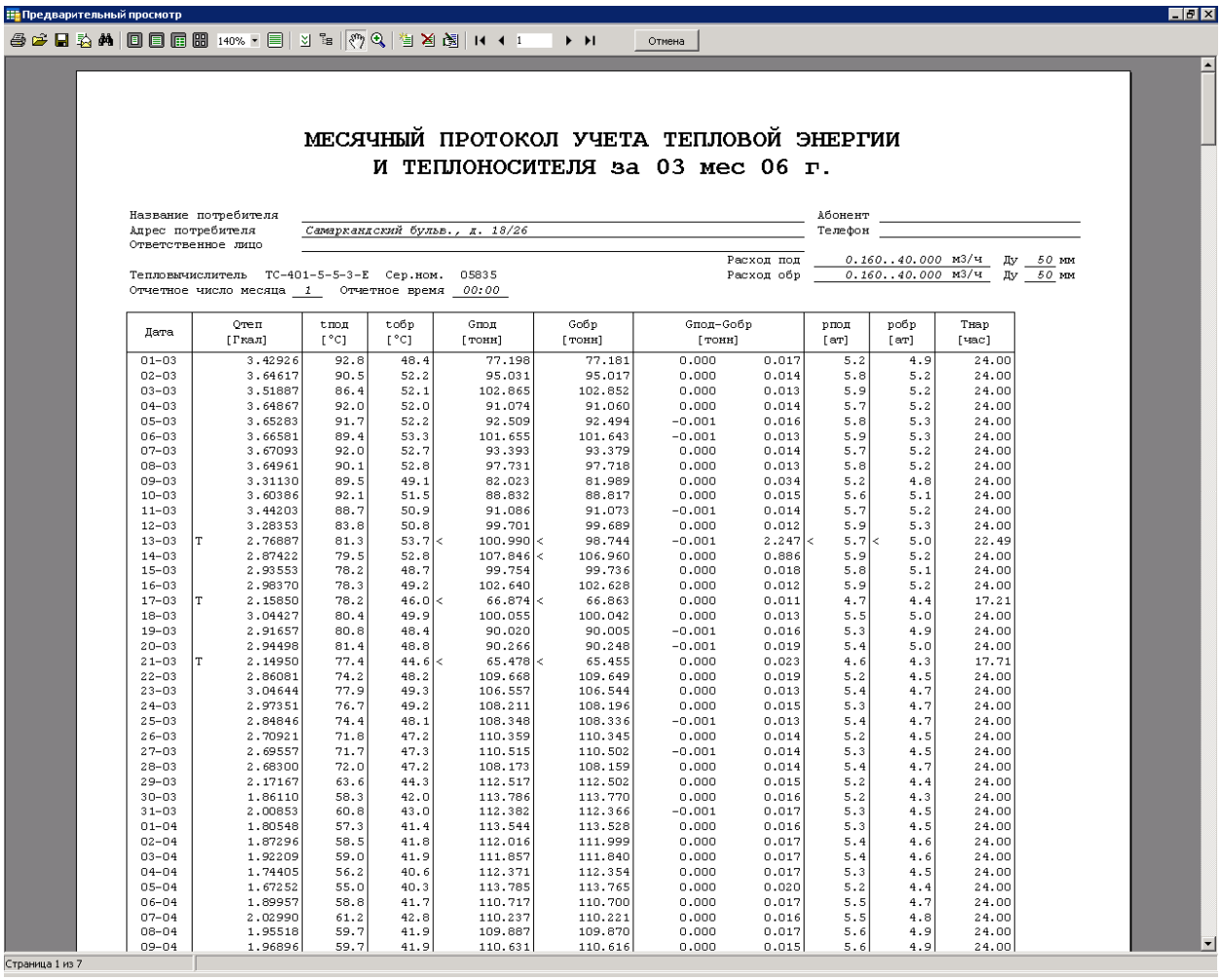


Рисунок 39

В итоге получаем отчет, примерный вид которого показан на рисунке 40.



Предварительный просмотр

МЕСЯЧНЫЙ ПРОТОКОЛ УЧЕТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ за 03 мес 06 г.

Название потребителя
Адрес потребителя Самаркандский бульв., д. 18/26
Ответственное лицо
Абонент
Телефон

Расход под 0.160..40.000 м3/ч Ду 50 мм
Расход обр 0.160..40.000 м3/ч Ду 50 мм

Тепловычислитель ТС-401-5-5-3-Е Сер.ном. 05835
Отчетное число месяца 1 Отчетное время 00:00

Дата	Qтеп [Гкал]	tпод [°C]	tобр [°C]	Gпод [тонн]	Gобр [тонн]	Gпод-Gобр [тонн]		рпод [ат]	робр [ат]	Тнар [час]
01-03	3.42926	92.8	48.4	77.198	77.181	0.000	0.017	5.2	4.9	24.00
02-03	3.64617	90.5	52.2	95.031	95.017	0.000	0.014	5.8	5.2	24.00
03-03	3.51887	86.4	52.1	102.865	102.852	0.000	0.013	5.9	5.2	24.00
04-03	3.64867	92.0	52.0	91.074	91.060	0.000	0.014	5.7	5.2	24.00
05-03	3.65283	91.7	52.2	92.509	92.494	-0.001	0.016	5.8	5.3	24.00
06-03	3.66581	89.4	53.3	101.655	101.643	-0.001	0.013	5.9	5.3	24.00
07-03	3.67093	92.0	52.7	93.393	93.379	0.000	0.014	5.7	5.2	24.00
08-03	3.64961	90.1	52.8	97.731	97.718	0.000	0.013	5.8	5.2	24.00
09-03	3.31130	89.5	49.1	82.023	81.989	0.000	0.034	5.2	4.8	24.00
10-03	3.60386	92.1	51.5	88.832	88.817	0.000	0.015	5.6	5.1	24.00
11-03	3.44203	88.7	50.9	91.086	91.073	-0.001	0.014	5.7	5.2	24.00
12-03	3.28353	83.8	50.8	99.701	99.689	0.000	0.012	5.9	5.3	24.00
13-03	T 2.76887	81.3	53.7	< 100.990	< 98.744	-0.001	2.247	< 5.7	< 5.0	22.49
14-03	2.87422	79.5	52.8	107.846	< 106.960	0.000	0.886	5.9	5.2	24.00
15-03	2.93553	78.2	48.7	99.754	99.736	0.000	0.018	5.8	5.1	24.00
16-03	2.98370	78.3	49.2	102.640	102.628	0.000	0.012	5.9	5.2	24.00
17-03	T 2.15850	78.2	46.0	< 66.874	< 66.863	0.000	0.011	4.7	4.4	17.21
18-03	3.04427	80.4	49.9	100.055	100.042	0.000	0.013	5.5	5.0	24.00
19-03	2.91657	80.8	48.4	90.020	90.005	-0.001	0.016	5.3	4.9	24.00
20-03	2.94498	81.4	48.8	90.266	90.248	-0.001	0.019	5.4	5.0	24.00
21-03	T 2.14950	77.4	44.6	< 65.478	< 65.455	0.000	0.023	4.6	4.3	17.71
22-03	2.86081	74.2	48.2	109.668	109.649	0.000	0.019	5.2	4.5	24.00
23-03	3.04644	77.9	49.3	106.557	106.544	0.000	0.013	5.4	4.7	24.00
24-03	2.97351	76.7	49.2	108.211	108.196	0.000	0.015	5.3	4.7	24.00
25-03	2.84846	74.4	48.1	108.348	108.336	-0.001	0.013	5.4	4.7	24.00
26-03	2.70921	71.8	47.2	110.359	110.345	0.000	0.014	5.2	4.5	24.00
27-03	2.69557	71.7	47.3	110.515	110.502	-0.001	0.014	5.3	4.5	24.00
28-03	2.68300	72.0	47.2	108.173	108.159	0.000	0.014	5.4	4.7	24.00
29-03	2.17167	63.6	44.3	112.517	112.502	0.000	0.015	5.2	4.4	24.00
30-03	1.86110	58.3	42.0	113.786	113.770	0.000	0.016	5.2	4.3	24.00
31-03	2.00853	60.8	43.0	112.382	112.366	-0.001	0.017	5.3	4.5	24.00
01-04	1.80548	57.3	41.4	113.544	113.528	0.000	0.016	5.3	4.5	24.00
02-04	1.87296	58.5	41.8	112.016	111.999	0.000	0.017	5.4	4.6	24.00
03-04	1.92209	59.0	41.9	111.857	111.840	0.000	0.017	5.4	4.6	24.00
04-04	1.74405	56.2	40.6	112.371	112.354	0.000	0.017	5.3	4.5	24.00
05-04	1.67252	55.0	40.3	113.785	113.765	0.000	0.020	5.2	4.4	24.00
06-04	1.89957	58.8	41.7	110.717	110.700	0.000	0.017	5.5	4.7	24.00
07-04	2.02990	61.2	42.8	110.237	110.221	0.000	0.016	5.5	4.8	24.00
08-04	1.95518	59.7	41.9	109.887	109.870	0.000	0.017	5.6	4.9	24.00
09-04	1.96896	59.7	41.9	110.631	110.616	0.000	0.015	5.6	4.9	24.00

Страница 1 из 7

Рисунок 40

Для получения отчета по перечню эксплуатируемых приборов учета, надо нажать на кнопку «Отчет с параметрами» карты «Выхино». В результате будет показано окно, в котором надо выбрать нужные параметры для фильтрации при построении отчета (см. рисунок 41):

«Тип» – выбор по типу теплосчетчика из заданного списка;

«Система» – выбор по типу системы (ГВС, ХВС, ЦО) из заданного списка;

«ЦТП» – выбор по ЦТП из заданного списка;

«Территориальная единица» – выбор по территориальной единице из заданного списка;

«Срок проверки истекает через:» – выбор по значению срока поверки теплосчетчика.

При установке галочки «Любой» напротив параметра будет выводиться полный список приборов учета без предварительной фильтрации по указанным параметрам.

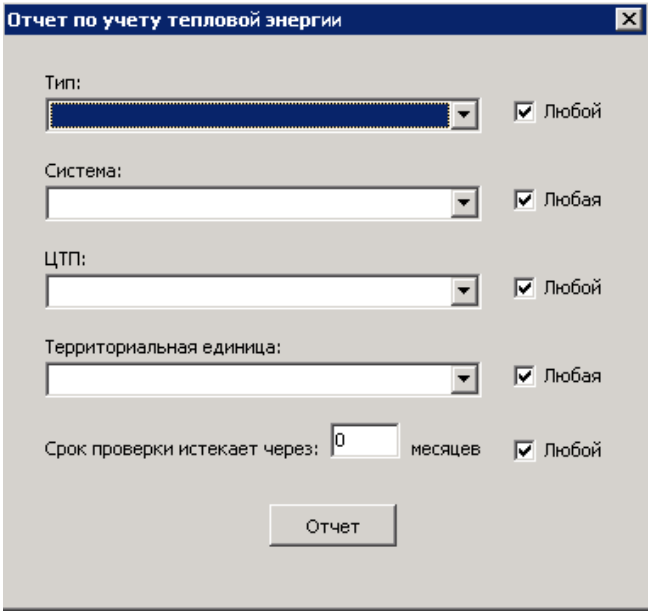


Рисунок 41

Для получения отчета надо в этом окне нажать «мышкой» кнопку «Отчет». Примерный вид получаемого отчета показан на рисунке 42.

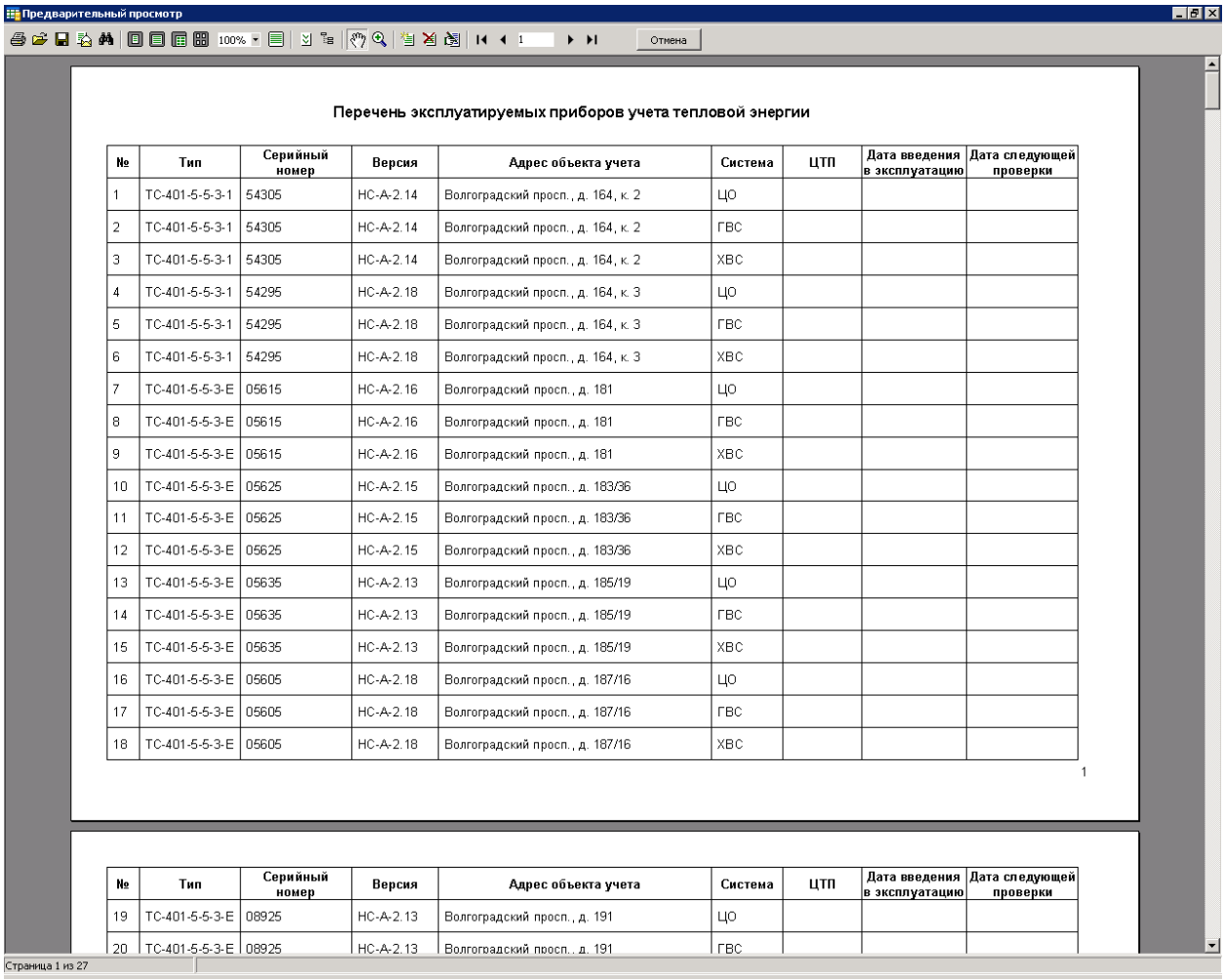
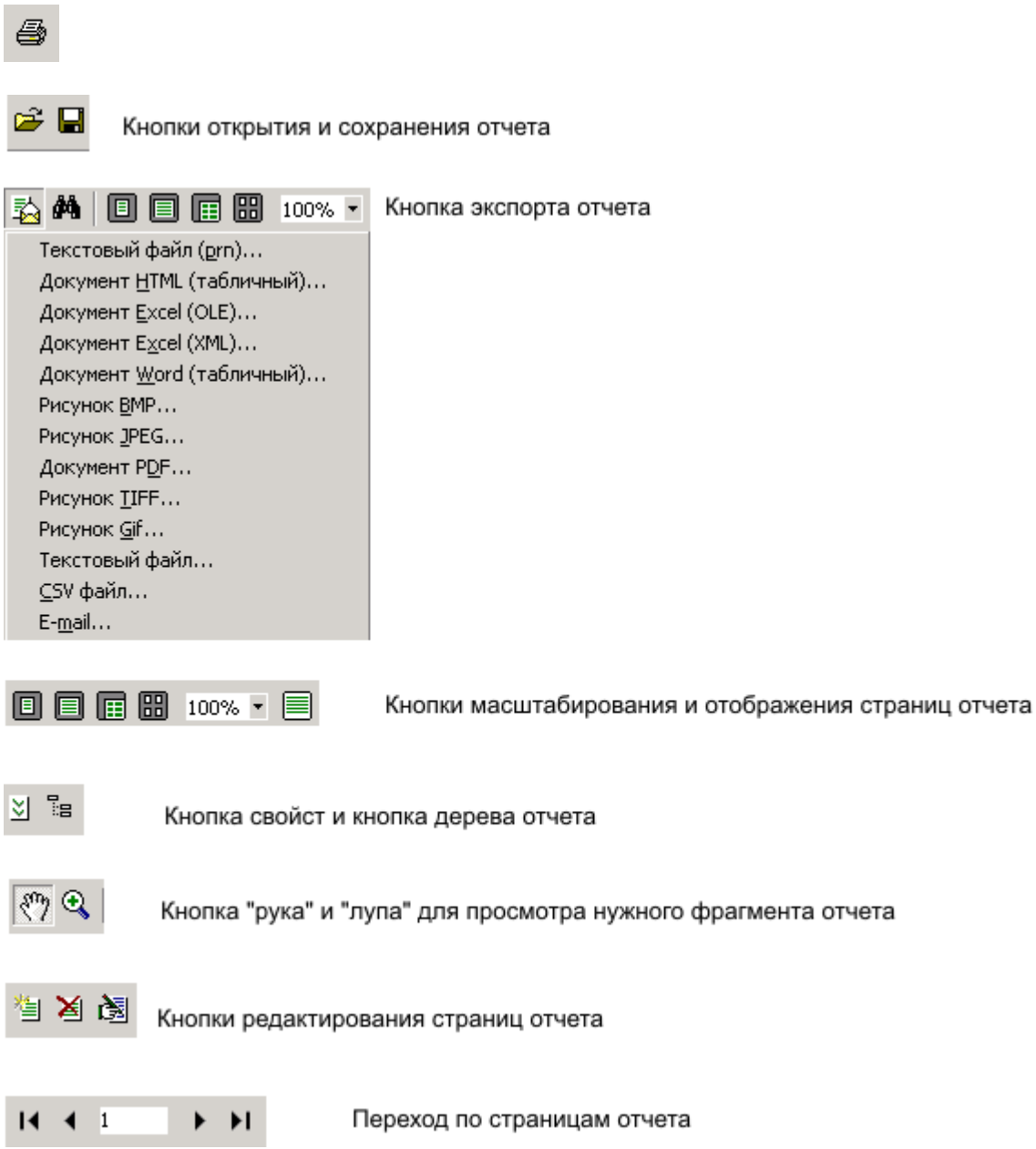


Рисунок 42

Получаемые отчеты можно сохранять на жестком диске ПЭВМ АРМ в заданном формате, распечатывать на принтере. Для этого в окне предварительного просмотра отчета есть соответствующие кнопки. Панель предварительного просмотра отчетов представлена на рисунке 43.

Рисунок 43

Например, кнопка печати выглядит так:



Все кнопки в окне просмотра отчета имеют всплывающую подсказку, описывающую их назначение.

11.5 Просмотр графиков

АРМ позволяет просматривать графики построенные на основе как мгновенных текущих значений параметров, полученных из СПРВ «Сервер LanMon», так и на основе архивных данных, полученных из СУБД «Сервер PostgreSQL».

Для просмотра графиков по параметрам, необходимо сделать следующее:

1. Открыть карту параметров нужного дома. Для этого нужно щелкнуть «мышкой» по выбранному дому на «Карте домов» (рисунок 32).

2. Выбрать нужный параметр и щелкнуть по нему правой кнопкой «мыши». Появиться контекстное меню, в котором нужно выбрать соответствующий пункт (рисунок 44).

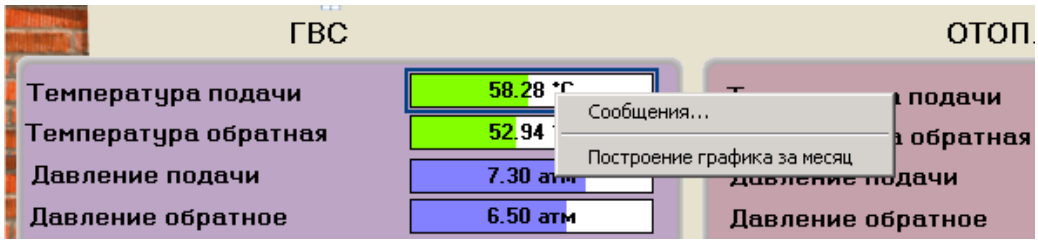


Рисунок 44

Выбрав пункт «Сообщения» можно посмотреть график текущих данных, полученных из СПРВ «Сервер LanMon» (рисунок 45).

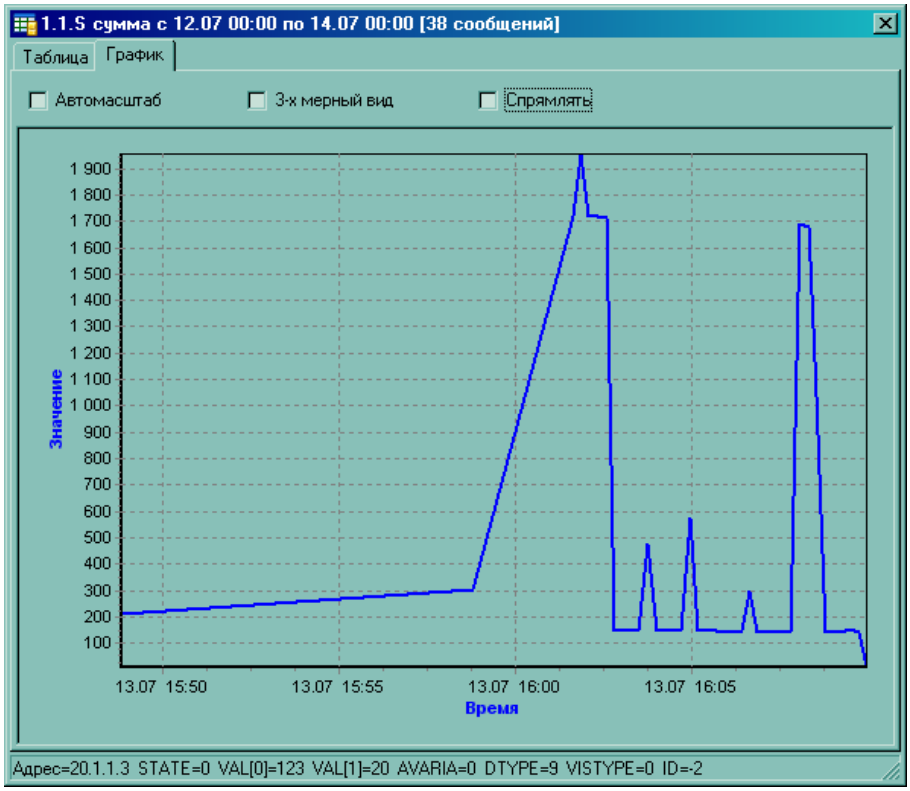


Рисунок 45

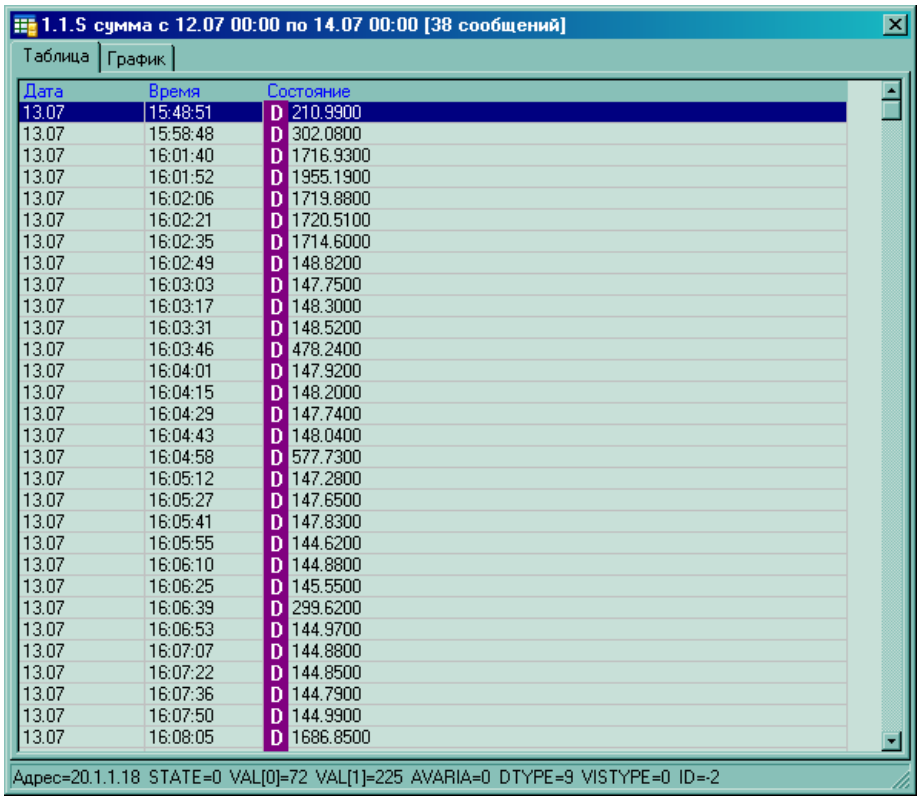
«Автомасштаб» - при установке галочки происходит изменение масштаба по оси значения переменной в зависимости от ее значения;

«3-х мерный вид» - при установке галочки происходит отображение графика в трехмерном виде;

«Спрямлять» - при установке галочки график отображается в виде прямых горизонтальных и вертикальных линий.

Изменение масштаба по оси времени происходит при выделении «мышкой» области на графике, масштаб которой требуется увеличить или уменьшить. Увеличение масштаба происходит при движении выделяющей области «слева на право», уменьшение – справа нам лево».

Для отображения журнала текущих значений в виде таблицы следует выбрать вкладку «Таблица» (см. рисунок 46).



Дата	Время	Состояние
13.07	15:48:51	D 210.9900
13.07	15:58:48	D 302.0800
13.07	16:01:40	D 1716.9300
13.07	16:01:52	D 1955.1900
13.07	16:02:06	D 1719.8800
13.07	16:02:21	D 1720.5100
13.07	16:02:35	D 1714.6000
13.07	16:02:49	D 148.8200
13.07	16:03:03	D 147.7500
13.07	16:03:17	D 148.3000
13.07	16:03:31	D 148.5200
13.07	16:03:46	D 478.2400
13.07	16:04:01	D 147.9200
13.07	16:04:15	D 148.2000
13.07	16:04:29	D 147.7400
13.07	16:04:43	D 148.0400
13.07	16:04:58	D 577.7300
13.07	16:05:12	D 147.2800
13.07	16:05:27	D 147.6500
13.07	16:05:41	D 147.8300
13.07	16:05:55	D 144.6200
13.07	16:06:10	D 144.8800
13.07	16:06:25	D 145.5500
13.07	16:06:39	D 299.6200
13.07	16:06:53	D 144.9700
13.07	16:07:07	D 144.8800
13.07	16:07:22	D 144.8500
13.07	16:07:36	D 144.7900
13.07	16:07:50	D 144.9900
13.07	16:08:05	D 1686.8500

Рисунок 46

Если выбран пункт «Построение графика за месяц» (для параметров температуры, давления, объемного расхода, итога тепла), то будет представлен график, состоящий из двух страниц (см. рисунок 47). На первой можно посмотреть параметры с начала месяца, на второй за весь предыдущий месяц.

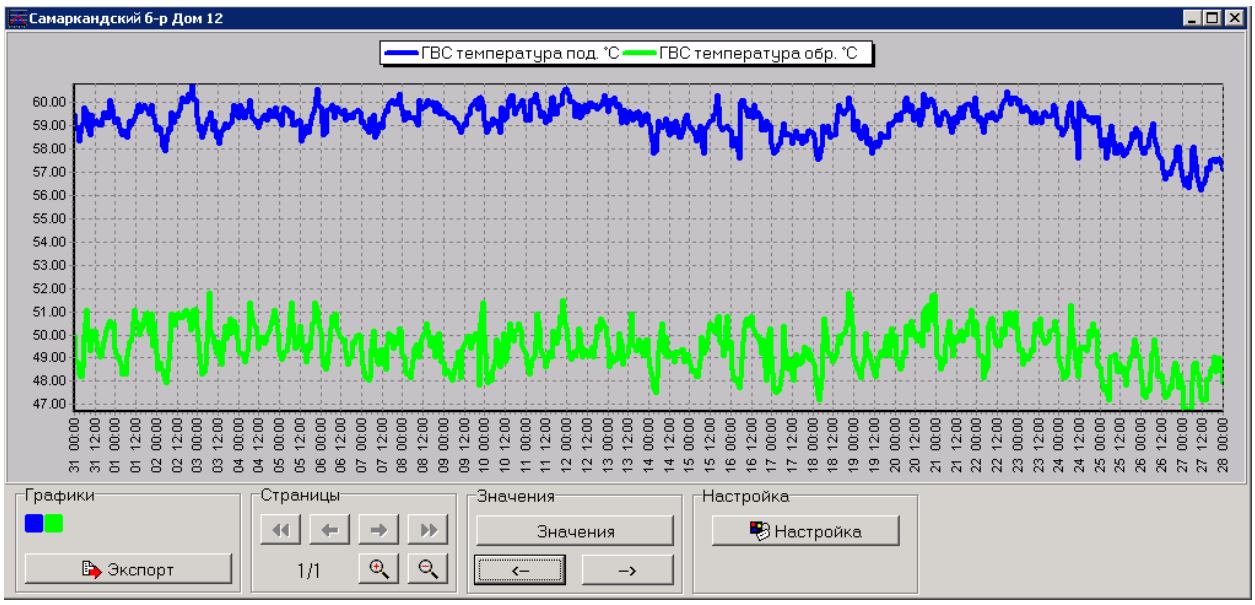


Рисунок 47

Построение графика за месяц возможно только для следующих параметров: температуры, давления, объемного расхода, итога тепла. Для остальных параметров будет в контекстном меню только пункт «Сообщения».

Для перехода между страницами графика используются соответствующие кнопки внизу окна со стрелками (см. рисунок 48). Здесь же выводится информация о номере текущей страницы и общем количестве страниц «1/2».

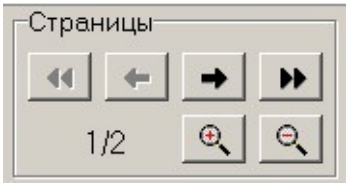


Рисунок 48

В разделе «Графики» каждому графиков соответствует кнопка того же цвета (рисунок 1). Нажатие левой клавишей «мыши» на кнопке приводит к отображению или сокрытию графика в окне. Нажатие правой клавиши «мыши» управляет отображением метки со значением на графике. Кнопка «Экспорт» служит для экспорта текущего вида графиков в графический файл или в буфер обмена (рисунок 49).

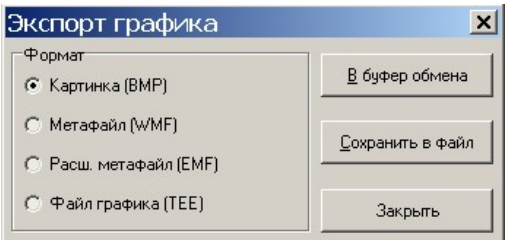
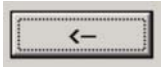


Рисунок 49

Вид графика можно настраивать. Для этого в окне графика имеются соответствующие кнопки. При щелчке на кнопке «Значения» можно посмотреть значения графика с метками времени в поле справа от графика (см. рисунок 50):



- переход на предыдущий период накопления из тренда.

- возврат к более позднему периоду накопления тренда.

Рисунок 50

Для изменения количества точек на графике служат две кнопки с изображением лупы (см. рисунок 51).

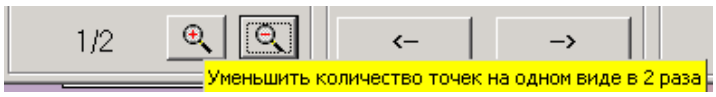


Рисунок 51

Для настройки внешнего вида графика используется специальное окно, которые вызывается нажатием кнопки «Настройка» в окне графика. Вид этого окна представлен на рисунке 52.

Используя это окно можно изменить представление графика.

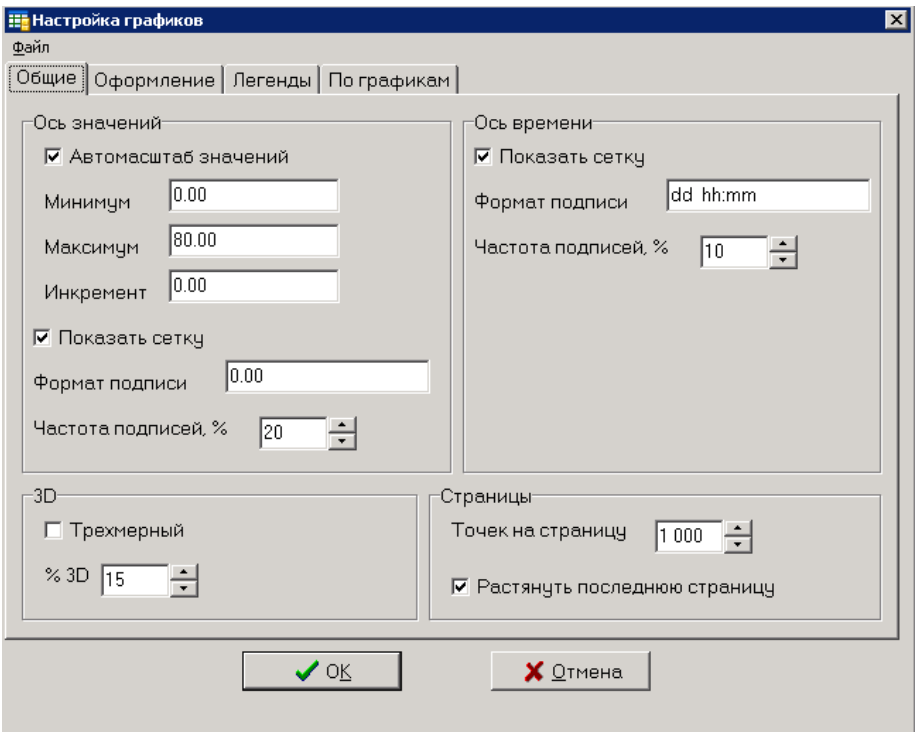


Рисунок 52

На вкладке «Общие» расположены общие параметры графика (рисунок 52):

«Автомасштаб значений» - при установке галочки происходит изменение масштаба по оси значения переменной в зависимости от ее максимального значения;

«Минимум» - минимальное значение шкалы;

«Максимум» - максимальное значение шкалы;

«Инкремент» - значение приращения шкалы;

«Показать сетку» - при установке галочки происходит отображение на графике координатной сетки;

«Формат подписи» по оси значений может содержать следующие символы:

«0» - место цифры должно быть дополнено нулем;

«#» - место цифры;

«.» - место десятичной точки;

«,» - если в маске есть хоть одна запятая, то слева от десятичной точки тысячи будут разделяться запятой;

«;» - разделяет маски: можно указать свою маску для положительных, отрицательных и нулевых чисел;

«E+» - использовать экспоненциальный формат чисел.

Символы заключены в одинарные или двойные кавычки остаются без изменений.

Пример -

Маска	Число			
	1234	-1234	0.5	0
0	1234	-1234	1	0
0.00	1234.00	-1234.00	0.50	0.00
#.##	1234	-1234	.5	
#,##0.00	1,234.00	-1,234.00	0.50	0.00
#,##0.00;(#,##0.00)	1,234.00	(1,234.00)	0.50	0.00
#,##0.00;;Zero	1,234.00	-1,234.00	0.50	Zero
0.000E+00	1.234E+03	-1.234E+03	5.000E-01	0.000E+00
#.###E-0	1.234E3	-1.234E3	5,00E-01	0,00E+00

«Формат подписи» значений по оси времени:

«d» - день 1-31;

«dd» - день 01-31;

«ddd» - краткое трехбуквенное название дня недели;

«dddd» - полное название дня недели;

«m» - месяц 1-12;

«mm» - месяц 01-12;

«mmm» - краткое трехбуквенное название месяца;

«mmmm» - полное название месяца;

«yy» - две цифры года 00-99;

«yyyy» - четыре цифры года 0000-9999;

«h» - часы 0-23;

«hh» - часы 00-23;

«n» - минуты 0-59;

«nn» - минуты 00-59;

«s» - секунды 0-59;

«ss» - секунды 00-59;

«Трехмерный» - при установке галочки происходит отображение графика в трехмерном виде.

«%3D» - значение глубины трехмерного графика.

«Точек на страницу» - значение количества точек на графике.

«Растянуть последнюю страницу» - при установке галочки происходит отображение графика на всем поле последней страницы.

На вкладке «Оформление» можно установить цвет фона графиков (рисунок 53).

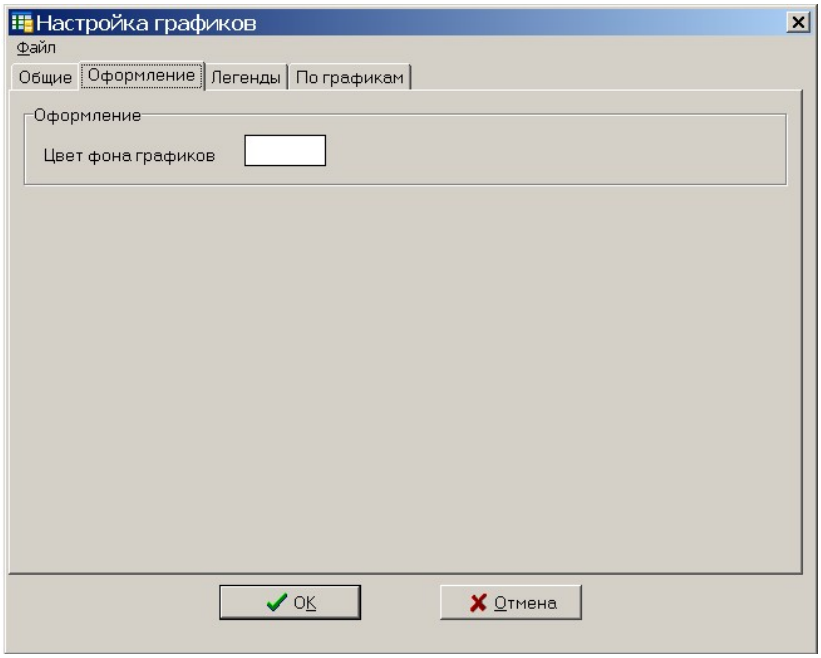


Рисунок 53

На вкладке «Легенды» устанавливаются параметры отображения названия графика (рисунок 54).

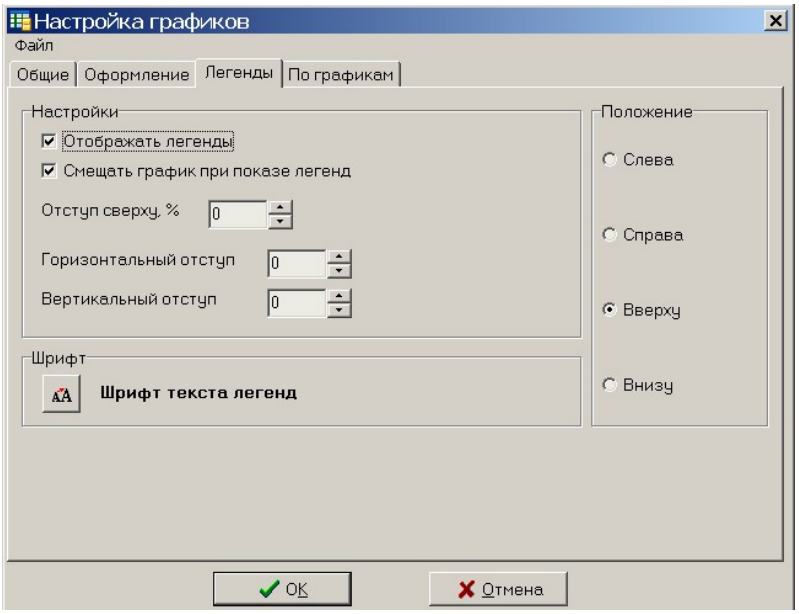


Рисунок 54

«Отображать легенды» - при установке галочки будет отображаться название графика.

«Смещать график при показе легенд» - при установке галочки название графика будет отображаться вне поля построения графика.

«Отступ сверху, %», «Горизонтальный отступ», «Вертикальный отступ», «Положение» - установка месторасположения названия графика.

«Шрифт текста легенд» - установка параметров шрифта названия графика.

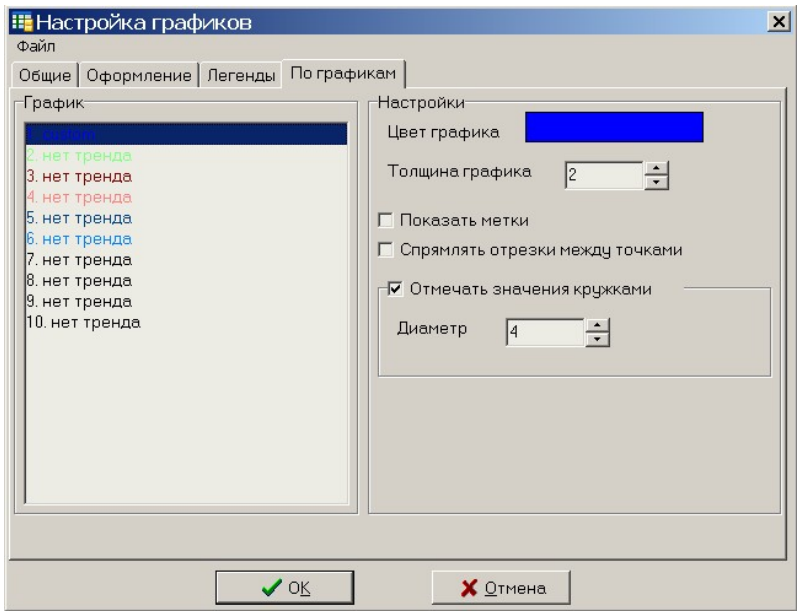


Рисунок 55

На вкладке «По графикам» устанавливаются параметры отображения графика (рисунок 55).

«График» - выбор номера графика для редактирования его параметров;

«Цвет графика» - установка цвета отображения графика;

«Толщина графика» - установка толщины линии графика;

«Показать метки» - при установке галочки на поле графика выводятся численные значения;

«Спрямлять отрезки между точками» - при установке галочки график будет представлять собой отрезки прямых горизонтальных и вертикальных линий;

«Отмечать значения кружками» - при установке галочки будут отображаться на графике значения в виде кружков;

«Диаметр» - диаметр отображения точек значений.

11.6 Экспорт в ЕИРЦ

Для экспорта данных по приборам учета в электронном виде в ЕИРЦ имеется соответствующая кнопка «Экспорт в ЕИРЦ» в навигационном окне «Выхино» (рисунок 32). Файлы содержат обобщенные и посуточные сведения о потребленных энергоресурсах за расчетный период. Данные передаются в формате dBASE3, кодировка DOS. Ход процесса формирования файлов данных для ЕИРЦ отображается как показано на рисунке 56.

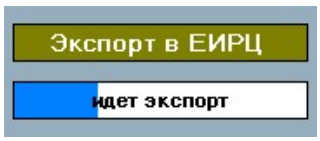


Рисунок 56

По окончании экспорта в ЕИРЦ файлы с данными сохраняется в папке C:\opload.

При окончании экспорта выдается сообщение (рисунок 57).

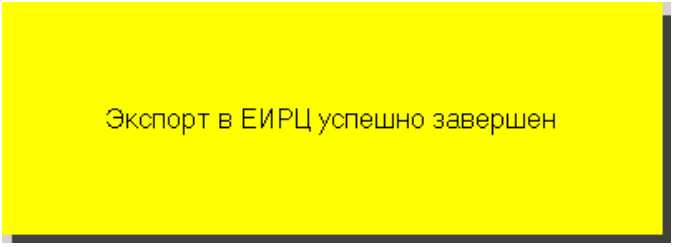


Рисунок 57

Если проект будет переноситься на другой компьютер, то также необходимо перенести на диск C другого компьютера и папку opload.

11.7 Резервное копирование данных

Периодически, в процессе функционирования ИИС, во избежание потерь данных в результате потерь данных связанных с выходом из строя компонентов системы, оператор системы должен производить резервное копирование содержимого и структуры таблиц базы данных «PostgreSQL». Резервное копирование производится при помощи утилиты «pgAdmin III» в соответствии с ее руководством по работе.

11. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

В целях поддержания работоспособного состояния ИИС производиться ее периодическое техническое обслуживание.

Перечень работ по техническому обслуживанию, сроки и порядок их проведения приведены в руководствах по эксплуатации измерительных, связующих, вычислительных и вспомогательных компонент системы.

12. ПОВЕРКА

Поверка ИИС производится в соответствии с методикой ЕСАН.421449.001МП «Системы информационно-измерительные автоматизированные ЕАСДКиУ. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2006 г.

Поверка входящих в состав ИИС измерительных компонентов, зарегистрированных в Государственном реестре как средства измерения с установленными для них собственными межповерочными интервалами, выполняется по методикам поверки на эти изделия, утвержденными и согласованными в установленном порядке.

Межповерочный интервал ИИС – 2 года.

13. ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ

Возможные при эксплуатации ИИС неисправности, их диагностика и способы устранения, доступные потребителю, приведены в соответствующих руководствах по эксплуатации измерительных, связующих, вычислительных и вспомогательных компонент системы.

Средний ремонт ИИС с нарушением пломб предприятия-изготовителя или оттисков поверочных клейм осуществляется предприятием-изготовителем или юридическими и физическими лицами, имеющими лицензию на проведение ремонта соответствующего типа средств измерений. В этом случае после проведения ремонта измерительные компоненты ИИС подлежит поверке.

Ремонт проводится в соответствии с ремонтной документацией измерительных, связующих, вычислительных и вспомогательных компонент системы.

При замене компонент ИИС необходимо сделать соответствующую запись в паспорте ЕСАН.421449.001ПС.

14. ПРИЛОЖЕНИЯ

Перечень измерительных каналов ИИС «ЕАСДКиУ»

Наименование прибора: Теплосчетчик КМ-5
Информационные каналы:

Расход G1, т/ч
Расход G2, т/ч
Расход G2, т/ч
Температура T1, °C
Температура T2, °C
Температура Tx, °C
Температура Ta, °C
Давление P1, атм
Давление P2, атм
Давление P3, атм
Тепловая мощность W, ГКал/ч
Температура T2ппс, °C
Температура Tx ппс, °C
Температура внутри прибора T, °C
Тепловая мощность в дополнительном канале W, ГКал/ч
Температура в дополнительном канале (ГВС) Тдоп, °C
Масса M1, т., для КМ-5-6 M1 или V1
Масса M2, т., для КМ-5-3 – Мп, для КМ-5-6 – M2 или V2, для РМ-5-П – Мраз
Объем Vи, $м^3$, для КМ-5-5, КМ-5-6 – Qгвс
Объем V1, $м^3$, для КМ-5-6 – M3 или V3 (гвс)
Объем V2, $м^3$, для КМ-5-6 – M4 или V4 (гвс)
Количество теплоты Q, ГКал, для РМ-5-П – M/Vдозы
Время работы прибора Траб, час
Внутренние дата и время прибора в формате TDateTime
Статус 1 (битовая маска) прибора КМ-5
Статус 2 (битовая маска) прибора КМ-5

Назначение полей битовой маски «Статус1» для КМ-5:

Байт	Бит	Назначение
1	0..7	Режим ГВС рассчитанный по байту пустой трубы, десятичное значение: 0 – зима; 1 – лето 1; 2 – лето 2; 3 – лето 3; 4 – нет потока; 5 – останов интеграторов.

2	Байт флагов пустой трубы	
2	0	Текущее состояние датчика пустой трубы (1 – пустая, 0 – полная)
2	1	Состояние датчика пустой трубы на прошлой секунде (1 – пустая, 0 – полная)
2	2	Результирующий признак датчика пустой трубы КМ-5 (с антидребезгом)
2	3	Результирующий признак датчика пустой трубы ППС (с антидребезгом)
2	4	Признак обнуления G1 (-G1min < G1 < G1min)
2	5	Признак обнуления G2 (-G2min < G2 < G2min)
2	6	Признак реверса G1 (G1 < -G1min)
2	7	Признак реверса G2 (G2 < -G2min)
3	Байт флагов аппаратных ошибок	
3	0	Ток в катушке G1 < допустимого значения
3	1	Ток в катушке G1 > допустимого значения
3	2	Входное напряжение канала G1 > допустимого значения
3	3	Неисправность в цепи термопреобразователей КМ-5
3	4	Ток в катушке G2 < допустимого значения
3	5	Ток в катушке G2 > допустимого значения
3	6	Входное напряжение канала G2 > допустимого значения
3	7	Неисправность в цепи термопреобразователей ППС
4	0..7	Режим ГВС задаваемый вручную (принудительно): 0 – зима; 1 – лето 1; 2 – лето 2; 3 – лето 3; остальные значения – автоматический выбор по байту флагов пустой трубы.

Назначение полей битовой маски «Статус2» для КМ-5:

Байт	Бит	Назначение
1	0	Состояние переключателей наладки (внутр.): 0 – включен, 1 – выключен (запрет)
1	1	Состояние переключателей наладки (платф.): 0 – включен, 1 – выключен (запрет)
1	2	Флаг режима останова счета
1	3	Флаг останова счета Q и времени работы при ошибках
1	4	Флаг пропуска начальных измерений (32 секунды после включения питания)
1	5	Флаг ошибки обращения к ППС (нет связи КМ-5 и ППС)
1	6	Флаг проведения поверки
1	7	Флаг использования программируемого значения t холодной воды
2	0	Флаг обрыва в цепи датчика P1 КМ-5
2	1	Флаг обрыва в цепи датчика P2 КМ-5
2	2	Флаг обрыва в цепи датчика P2 ППС
2	3	Флаг обрыва в цепи датчика P3 ППС
2	4	Флаг ошибки чтения EEPROM
2	5	Флаг ошибки записи EEPROM
2	6	Флаг ошибки чтения RTC
2	7	Флаг ошибки записи RTC

3	0	Флаг режима расчета по полиному (1 – полином, 0 – кусочно-линейная)
3	1	Флаг суммирования при проверке/градуировке (1 – идет накопления по SS)
3	2	Флаг отображаемой на дисплее системы единиц
3	3	Флаг единиц архивации (1 – масса, 0 – объем)
3	4	Флаг результата тестирования ОЗУ процессора (1 – ошибка)
3	5	Флаг характеристики термопреобразователей
3	6	Флаг отключения осреднения расхода (1 – текущий расход без осреднения по 16 секунд)
3	7	Результат тестирования ПЗУ процессора (1 – не совпала контрольная сумма)
4	0	Флаг включения связи с модулем LON (1 – связь включена, 0 – выключена)
4	1	Флаг работы с погружным ПР (1 – погружной, 0 – полнопроходный)
4	2	Флаг расчета поправки для погружного ПР
4	3	Флаг режима останова интеграторов (0 – несинхронизированы, 1 – синхронизированы)
4	4	Флаг режима измерения Тгвс в КМ-5-5 (0 – измеряемая, 1 – Тгвс = Т1)
4	5	Флаг счета реверса в однопоточном расходомере в интеграторы M2(V2) (0 – не считать, 1 – считать)
4	6	Флаг работы с паровым ПР (0 – электромагнитный, 1 – САГ)
4	7	Флаг отрицательного теплового потока (1 – W < 0, W > 0)

Наименование прибора: Теплосчетчик ТЭМ-106
Информационные каналы:

Температура, измерительные каналы 0 – 7 , °С
Давление, измерительные каналы 0 – 7, МПа
Текущий объемный расход, измерительные каналы 0 – 5, $м^3$/ч
Текущий массовый расход, измерительные каналы 0 – 5, т/ч
Текущая мощность, расчетные каналы 0 – 5, МВт
Объем накопительным итогом, по измерительным каналам 0 – 5, $м^3$
Масса накопительным итогом, по измерительным каналам 0 – 5, т
Энергия накопительным итогом, по расчетным каналам 0 – 5, МДж
Маска ошибок по теплосистемам 1 – 6 Маска ошибок имеет побитовую расшифровку: бит 0 – G1 < min бит 1 – G2 < min бит 2 – G1 > max бит 3 – G2 > max бит 4 – dt < min бит 5 – неисправность канала температуры бит 6 – неисправность канала давления
Время работы прибора при поданном питании, с
Время работы 0 – 5 систем без ошибок, с
Время работы 0 – 5 систем в состоянии ошибки расход меньше минимального, с
Время работы 0 – 5 систем в состоянии ошибки расход больше максимального, с
Время работы 0 – 5 систем в состоянии ошибки разница температур меньше минимальной, с
Время работы 0 – 5 систем в состоянии технической неисправности, с

Наименование прибора: Теплосчетчик ВИС.Т-ТС(НС)
Информационные каналы:

Текущий массовый расход в подающем трубопроводе, т/ч
Текущий массовый расход в обратном трубопроводе, т/ч
Текущая температура в подающем трубопроводе, °С
Текущая температура в обратном трубопроводе, °С
Текущее давление в прямом трубопроводе, атм
Текущее давление в обратном трубопроводе, атм
Тепловая мощность, ГКал/ч
Итог подающей массы, т
Итог обратной массы, т
Итог тепла, Гкал
Суммарное время работы прибора, ч
Маска текущих ошибок
Итог подающего объема, $м^3$
Итог обратного объема, $м^3$
Итог объема подпитки, $м^3$
Итог массы подпитки, т
Текущий объемный расход в прямом трубопроводе , $м^3$/ч
Текущий объемный расход в обратном трубопроводе , $м^3$/ч
Текущий объемный расход в трубопроводе подпитки, $м^3$/ч
Текущий массовый расход в трубопроводе подпитки, т/ч
Текущая температура в трубопроводе подпитки, °С
Температура окружающего воздуха, °С
Текущее давление в трубопроводе подпитки, атм
Внутренние дата и время прибора в формате

Наименование прибора: Счетчик количества теплоты и воды ультразвуковой SKU-02
Информационные каналы:

Суммарная энергия E1,
Суммарная энергия E2,
Количество воды V1, $м^3$
Количество воды V2, $м^3$
Время работы прибора, ч
Суммарная энергия E,
Количество воды V, $м^3$
Мощность P, кВт
Мощность P1, кВт
Мощность P2, кВт
Расход F1, $м^3$/ч
Расход F2, $м^3$/ч
Разница температур dT1, °С
Разница температур dT2, °С
Температура теплоносителя в прямом трубопроводе, °С
Температура теплоносителя в обратном трубопроводе, °С
Температура T3, °С
Давление в прямом трубопроводе
Давление в обратном трубопроводе
Статус прибора
Внутреннее дата и время

Наименование прибора: Тепловычислитель Логика СПТ 943
Информационные каналы:

Текущее время
ГВС объемный расход в трубе 1, $м^3$/ч
ГВС объемный расход в трубе 2, $м^3$/ч
ГВС объемный расход в трубе 3, $м^3$/ч
ГВС давление под.,
ГВС давление обр.,
ГВС температура под., °С
ГВС температура обр., °С
ГВС разность температур, °С
ГВС температура в трубе 3, °С
ГВС температура ХВ, °С
ГВС температура воздуха, °С
ГВС схема учета
ГВС флаги НС
ОТ объемный расход в трубе 1, $м^3$/ч
ОТ объемный расход в трубе 2, $м^3$/ч
ОТ объемный расход в трубе 3, $м^3$/ч
ОТ давление под.,
ОТ давление обр.,
ОТ температура под., °С
ОТ температура обр., °С
ОТ разность температур, °С
ОТ температура в трубе 3, °С
ОТ температура ХВ, °С
ОТ температура воздуха, °С
ОТ схема учета
ОТ флаги НС
ГВС Объем V1, $м^3$
ГВС Объем V2, $м^3$
ГВС Объем V3, $м^3$
ГВС Масса М1, т
ГВС Масса М2, т
ГВС Масса М3, т
ГВС Тепловая энергия Q
ГВС Время интегрирования Ти, ч
ГВС Тепловая энергия ГВС Qг
ОТ Объем V1, $м^3$
ОТ Объем V2, $м^3$
ОТ Объем V3 ,$м^3$
ОТ Масса М1, т
ОТ Масса М2, т
ОТ Масса М3, т
ОТ Тепловая энергия Q
ОТ Время интегрирования Ти, ч
ОТ Тепловая энергия ГВС Qг

Наименование прибора: Теплосчетчик ТЭРМ-02
Информационные каналы:

Объемный расход подача, $м^3$
Объемный расход обрат., $м^3$
Массовый расход подача, т
Массовый расход обрат., т
Энергия подача, Гкал
Энергия обрат., Гкал
Энергия подача, ГДж
Энергия обрат., ГДж
Время работы, ч
Время ошибки, ч
Мгновенный объем подача, $м^3$/ч
Мгновенный объем обрат., $м^3$/ч
Температура подача, °С
Температура обрат., °С
Тепловая мощность подача, МВт
Тепловая мощность обрат., МВт
Мгновенная масса подача, т/ч
Мгновенная масса обрат., т/ч
Подача, Гкал/ч
Обрат., Гкал/ч
Температура подача 2, °С (холодной воды)
Температура обрат. 2, °С (дополн.термометр) / МПа,дополн.манометр)
Давление подача, МПа
Давление обрат., МПа
Объемный расход доп. $м^3$/ч
Объемный расход доп. $м^3$
Число ошибок

Наименование прибора: Теплосчетчик SA-94
Информационные каналы:

Расход теплоносителя в прямом трубопроводе, $м^3$/с или т/с [1)]
Расход теплоносителя в обратном трубопроводе, $м^3$/с или т/с (только для SA-94/2)
Температура теплоносителя в прямом трубопроводе, °С
Температура теплоносителя в обратном трубопроводе, °С
Температура холодной воды, °С (для некоторых версий ПО счетчика – температура наружного воздуха)
Разность температур в прямом и обратном трубопроводе, °С
Тепловая мощность, кВт
Количество теплоты, МВт ч или ГКал[2)]
Объем теплоносителя в прямом трубопроводе, $м^3$ или т [1)]
Объем теплоносителя в обратном трубопроводе, $м^3$ или т (только для SA-94/2)
Текущее время теплосчетчика
Текущая дата теплосчетчика
Время работы теплосчетчика в режиме <Работа> и <Счет>, с
Давление в первом канале измерения, МПа
Давление во втором канале измерения, МПа

[1)] Для теплосчетчиков, номер версии ПО которых начинается с символа «М» (пример: «М101-XX», «М300-XX» и т.п.), единицей измерения является т/с (тонн в секунду) [2)] Для теплосчетчиков, номер версии ПО которых начинается с символа «М» (пример: «М101-XX», «М300-XX» и т.п.), единицей измерения является ГКал

Наименование прибора: Теплосчетчик ТЭМ-05
Информационные каналы:

Счетчик объема канала 1, $м^3$
Поток канала 1, $м^3$/ч
Энергия канала 1, МВт×ч
Мощность канала 1, кВт
Масса канала 1, т
Температура канала 1 (прямой трубопровод), °С
Счетчик объема канала 2, $м^3$
Поток канала 2, $м^3$/ч
Энергия канала 2, МВт×ч
Мощность канала 2, кВт
Масса канала 2, т
Температура канала 2 (обратный трубопровод), °С
Время работы, часов
Температура холодной воды, °С

Наименование прибора: Теплосчетчик Таран-Т
Информационные каналы:

Расход теплоносителя в прямом трубопроводе системы отопления, $м^3$/ч
Расход теплоносителя в обратном трубопроводе системы отопления, $м^3$/ч
Расход теплоносителя в прямом трубопроводе системы ГВС, $м^3$/ч
Расход теплоносителя в обратном трубопроводе системы ГВС, $м^3$/ч
Расход холодной воды, $м^3$/ч
Температура в прямом трубопроводе системы отопления
Температура в обратном трубопроводе системы отопления
Температура в прямом трубопроводе системы ГВС
Температура в обратном трубопроводе системы ГВС
Температура холодной воды
Давление теплоносителя в прямом трубопроводе отопления, атм
Давление теплоносителя в обратном трубопроводе отопления, атм
Давление теплоносителя в прямом трубопроводе ГВС, атм
Давление теплоносителя в обратном трубопроводе ГВС, атм
Давление холодной воды, атм
Мощность в системе отопления, ГКал/ч
Мощность в системе ГВС, ГКал/ч
Внутреннее время прибора
Масса теплоносителя накопительным итогом в подающем трубопроводе системы отопления, т
Масса теплоносителя накопительным итогом в обратном трубопроводе системы отопления, т
Масса теплоносителя накопительным итогом в подающем трубопроводе системы ГВС, т

Масса теплоносителя накопительным итогом в обратном трубопроводе системы ГВС, т
Масса холодной воды накопительным итогом, т
Энергия накопительным итогом системы отопления, ГКал
Энергия накопительным итогом системы ГВС, ГКал
Время, в течении которого в системе отопления dT < 3, ч
Время, в течении которого в системе отопления норма, ч
Время, в течении которого в системе отопления G < Min, ч
Время, в течении которого в системе отопления G > Max, ч
Время, в течении которого в системе отопления отказ, ч
Время, в течении которого в системе ГВС dT < 3, ч
Время, в течении которого в системе ГВС норма, ч

Наименование прибора: Теплосчетчик ЭСКО-Т
Информационные каналы:

Расход Gv1, $м^3$/ч
Расход Gv2, $м^3$/ч
Расход Gv2, $м^3$/ч
Температура T1, °C
Температура T2, °C
Температура T3, °C
Расход Gm1, т/ч
Расход Gm2, т/ч
Расход Gm3, т/ч
Давление P1, МПа
Давление P2, МПа
Давление P3, Мпа
Теплота, Гкал
Объем по каналу 1, $м^3$
Объем по каналу 2, $м^3$
Объем по каналу 3, $м^3$
Масса по каналу 1, т
Масса по каналу 2, т
Масса по каналу 3, т
Время работы прибора без ошибок, ч
Время работы прибора с ошибками, ч
Время, в течении которого теплосчетчик был включен, ч
Статус 1 (битовая маска) прибора ЭСКО-Т
Статус 2 (битовая маска) прибора ЭСКО-Т, значение в настоящее время не используется

Назначение полей битовой маски «Статус 1» для «ЭСКО-Т»:

Байт	Бит	Назначение
1	Байт результирующих ошибок EG:	
1	0	Останов накопления интеграторов (1)
1	1	Техническая неисправность
1	2	<dt min
1	3	> Gmax
1	4	< Gmin
1	5	Не используется
1	6	

1	7	
2	Байт ошибок служебный E1:	
2	0	Не используется
2	1	Ошибка чтения памяти
2	2	T1 не в допуске
2	3	T2 не в допуске
2	4	dt1-2 не в допуске
2	5	< G1 min
2	6	> G1 max
2	7	Не используется
3	Байт ошибок служебный E2:	
3	0	T3 не в допуске
3	1	dt2-3 не в допуске
3	2	< G2 min
3	3	> G2 max
3	4	< G3 min
3	5	> G3 max
3	6	Не используется
3	7	

Наименование прибора: Тепловычислитель Взлет ТСРВ
Информационные каналы:

Плотность, кг/м^3, канал 0 – 6
Энтальпия, канал 0 – 6
Температура, °С, канал 0 – 6
Давление, МПа, канал 0 – 6
Расход, канал 0 – 6
Энергия W1 теплосистемы 1 – 3
Энергия W2 теплосистемы 1 – 3
Энергия W3 теплосистемы 1 – 3
Мощность 1 теплосистемы 1 – 3
Мощность 2 теплосистемы 1 – 3
Мощность 3 теплосистемы 1 – 3
Внутренние дата и время прибора
Текущее состояние теплосистем
Текущее состояние измерительных точек

Назначение полей значения текущего состояния теплосистем для ТСРВ:

Бит	Назначение
0	Отказ первого преобразователя для W1
1	Отказ второго преобразователя для W1
2	Отказ первого преобразователя для W2
3	Отказ второго преобразователя для W2
4	Отказ преобразователя температуры для первой энтальпии для W1
5	Отказ преобразователя температуры для второй энтальпии для W1
6	Отказ преобразователя температуры для первой энтальпии для W2
7	Отказ преобразователя температуры для второй энтальпии для W2
8	Отказ преобразователя давления для первой энтальпии для W1
9	Отказ преобразователя давления для второй энтальпии для W1

10	Отказ преобразователя давления для первой энтальпии для W2
11	Отказ преобразователя давления для второй энтальпии для W2
12	Нештатная ситуация 1
13	Нештатная ситуация 2
14	Нештатная ситуация 3
15	Отказ EEPROM

Назначение полей значения текущего состояния измерительных точек для ТСРВ:

Бит	Назначение
0	Наличие преобразователя давления
1	Отказ преобразователя давления
2	Наличие преобразователя температуры
3	Отказ преобразователя температуры
4	Наличие преобразователя расхода
5	Отказ преобразователя расхода
6	Резерв
7	Резерв

Наименование прибора: Тепловычислитель ВКТ-7
Информационные каналы:

Температура Т1 по тепловому вводу ТВ1, °С
Температура Т2 по тепловому вводу ТВ1, °С
Температура Т3 по тепловому вводу ТВ1, °С
Итог объема V1 по тепловому вводу ТВ1, $м^3$
Итог объема V2 по тепловому вводу ТВ1, $м^3$
Итог объема V3 по тепловому вводу ТВ1, $м^3$
Итог массы М1 по тепловому вводу ТВ1, т
Итог массы М2 по тепловому вводу ТВ1, т
Итог массы М2 по тепловому вводу ТВ1, т
Давление Р1 по тепловому вводу ТВ1, $кг/см^2$
Давление Р2 по тепловому вводу ТВ1, $кг/см^2$
Масса водоразбора по тепловому вводу ТВ1, т
Тепловая энергия полная по тепловому вводу ТВ1, ГКал
Тепловая энергия в трубопроводе 3 по тепловому вводу ТВ1, ГКал
Разница температур dT по тепловому вводу ТВ1, °С
Температура холодной воды, °С
Температура атмосферы воды, °С
Время нормальной работы по тепловому вводу ТВ1, ч
Текущий расход теплоносителя G1 по тепловому вводу ТВ1, $м^3/ч$
Текущий расход теплоносителя G2 по тепловому вводу ТВ1, $м^3/ч$
Текущий расход теплоносителя G3 по тепловому вводу ТВ1, $м^3/ч$
Температура Т1 по тепловому вводу ТВ2, °С
Температура Т2 по тепловому вводу ТВ2, °С
Температура Т3 по тепловому вводу ТВ2, °С
Итог объема V1 по тепловому вводу ТВ2, $м^3$
Итог объема V2 по тепловому вводу ТВ2, $м^3$
Итог объема V3 по тепловому вводу ТВ2, $м^3$
Итог массы М1 по тепловому вводу ТВ2, т
Итог массы М2 по тепловому вводу ТВ2, т
Итог массы М2 по тепловому вводу ТВ2, т

Давление P1 по тепловому вводу ТВ2, кг/см^2
Давление P2 по тепловому вводу ТВ2, кг/см^2
Масса водоразбора по тепловому вводу ТВ2, т

Наименование прибора:
Счетчик электрической энергии трехфазный статический Меркурий 230

Информационные каналы:

Напряжение, фаза 1, В
Напряжение, фаза 2, В
Напряжение, фаза 3, В
Ток, фаза 1, А
Ток, фаза 2, А
Ток, фаза 3, А
Суммарная активная мощность P, Вт
Активная мощность P по фазе 1, Вт
Активная мощность P по фазе2, Вт
Активная мощность P по фазе 3, Вт
Суммарная реактивная мощность Q, Вар
Реактивная мощность Q по фазе 1, Вар
Реактивная мощность Q по фазе2, Вар
Реактивная мощность Q по фазе 3, Вар
Модуль суммарной мощности S, ВА
Модуль мощности S по фазе 1, ВА
Модуль мощности S по фазе2, ВА
Модуль мощности S по фазе 3, ВА
Угол между фазами 1 и 2, град
Угол между фазами 1 и 3, град
Угол между фазами 2 и 3, град
Итоговый cos φ
Итоговый cos φ, по фазе 1
Итоговый cos φ, по фазе 2
Итоговый cos φ, по фазе 3
Частота сети, Гц
Сумма активной прямой энергии, Вт×ч
Сумма активной обратной энергии, Вт×ч
Сумма реактивной прямой энергии, Вар×ч
Сумма реактивной обратной энергии, Вар×ч
Активная прямая энергия по тарифу 1, Вт×ч
Активная обратная энергия по тарифу 1, Вт×ч
Реактивная прямая энергия по тарифу 1, Вар×ч
Реактивная обратная энергия по тарифу 1, Вар×ч
Активная прямая энергия по тарифу 2, Вт×ч
Активная обратная энергия по тарифу 2, Вт×ч
Реактивная прямая энергия по тарифу 2, Вар×ч
Реактивная обратная энергия по тарифу 2, Вар×ч
Активная прямая энергия по тарифу 3, Вт×ч
Активная обратная энергия по тарифу 3, Вт×ч
Реактивная прямая энергия по тарифу 3, Вар×ч

Наименование прибора: Счетчик активной электрической энергии ЭЭ8003/2

Информационные каналы:

Счетчик тарифной зоны 1, кВт×ч
Счетчик тарифной зоны 2, кВт×ч
Счетчик тарифной зоны 3, кВт×ч
Счетчик тарифной зоны 4, кВт×ч
Потребляемая мощность, кВт

Наименование прибора: Счетчик ватт-часов активной энергии переменного тока статический Меркурий 200

Информационные каналы:

Напряжение в сети, В
Ток нагрузки, А
Мощность нагрузки, Вт
Напряжение батареи счетчика, В
Энергия по тарифу 1, Вт×ч
Энергия по тарифу 2, Вт×ч
Энергия по тарифу 3, Вт×ч
Энергия по тарифу 4, Вт×ч

Наименование прибора: Счетчик электрической энергии ЦЭ6827М1

Информационные каналы:

Счетчик тарифной зоны Т1, кВт×ч
Счетчик тарифной зоны Т2, кВт×ч
Счетчик тарифной зоны Т3, кВт×ч
Текущая мощность, кВт
Максимальная мощность за день, кВт
Максимальная мощность за месяц, кВт
Максимальная мощность за предыдущий месяц, кВт

Блок тарифицированного счета импульсов БТС-2

Содержимое счетчиков каналов 0 – 7. Каждый счетчик представляет собой четырехбайтное целое число без знака
Содержимое счетчиков каналов 0 – 7. Значения счетчиков представлены с учетом коэффициентов $k_0 – k_7$. Выходное значение рассчитывается по формуле $Vi = \frac{ki}{1000}\sum Ni$, где Vi – объем измеренной воды за расчетный период, м^3, ki – постоянная i-го счетчика, количество воды, эквивалентное одному импульсу, передаваемому от счетчика воды, л (по умолчанию $k_0 – k_7 = 1$),

$\sum Ni$ - сумма импульсов, пришедших от *i*-го счетчика воды и зарегистрированная в системе за расчетный период; *i* - номер канала блока (0…7). Коэффициенты $k_0 – k_7$ используются как при подсчете итога расхода контролируемой величины, так и интенсивности ее потребления
Значение текущего расхода величины, контролируемой соответствующим каналом БТС-2 в единицу времени (приведено к часу)
Текущее состояние контактных входов блока Текущее состояние статусных битов блока Текущее состояние тамперного контакта крышки блока БТС-2