

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Терминалы микропроцессорные серии ЭКРА 200

Назначение средства измерений

Терминалы микропроцессорные серии ЭКРА 200 (далее - терминалы) предназначены для измерений напряжения и силы переменного тока, частоты, активной, реактивной и полной мощностей, активной и реактивной электрической энергии, напряжения и силы постоянного тока, регистрации событий, осциллографирования процессов, формирования унифицированных выходных электрических сигналов, выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы.

Описание средства измерений

Принцип действия терминалов основан на аналого-цифровом преобразовании входных сигналов, их цифровой обработке и отображении результатов измерений на ЖК-дисплее и (или) передаче результатов измерений по цифровым интерфейсам связи в информационные системы и системы управления более высокого уровня.

Терминалы предназначены:

- для защиты и автоматизации станционного и подстанционного оборудования, генерирующих установок, в том числе в металлургической и нефтегазовой промышленности, а также для управления и автоматизации (терминалы защиты ЭКРА 21X(A));
- для создания систем локального противоаварийного управления (локальная ПА), а также систем противоаварийного управления режимами энергоузлов и энергорайонов (АПНУ) электростанций и подстанций (терминалы автоматики ЭКРА 22X(A));
- для регистрации аналоговых и дискретных сигналов при возмущениях, сопровождающих нормальные режимы в энергосистеме (терминалы регистрирующие ЭКРА 23X(A));
- для управления выключателем и коммутационными аппаратами присоединения, организации оперативных блокировок, сбора и обработки аналоговой и дискретной информации (терминалы управления ЭКРА 24X(A)).

По требованию заказчика терминал может быть изготовлен без функции измерения напряжения и силы переменного тока, частоты, активной, реактивной и полной мощностей, активной и реактивной электрической энергии, напряжения и силы постоянного тока, а только с функциями защит, автоматики, регистрации, управления коммутационным оборудованием. Вид и количество измеряемых параметров определяется проектом.

В состав терминала серии ЭКРА 200 могут входить:

- блок логики;
- блок питания и управления;
- блок (и) аналоговых входов переменного тока;
- блок (и) аналоговых входов постоянного тока;
- блок (и) дискретных входов;
- блок (и) аналоговых выходов;
- блок (и) дискретных выходов;
- блок индикации (лицевая плата с органами индикации и управления);
- объединительная плата.

Центральной частью терминала является блок логики. Блок логики содержит сигнальный процессор DSP и коммуникационный host-процессор. Процессор DSP выполняет цифровую обработку входных сигналов и реализует алгоритмы защиты. Коммуникационный host-процессор через последовательные интерфейсы RS485-1, RS485-2, Ethernet, USB поддерживает обмен информацией с внешними цифровыми устройствами: персональным компьютером, контроллерами АСУ ТП и т.д.

Для записи аналоговой и дискретной информации используется специальная легкоъемная электронная память (карта памяти), информация в которой сохраняется и при отсутствии напряжения питания.

Функционирование терминала происходит по программе, записанной в ПЗУ блока логики.

Уставки пусковых органов и конфигурация терминала хранятся в карте памяти, допускающей многократное изменение содержимого.

Часы реального времени позволяют фиксировать текущее время регистрируемых событий. Для сохранения информации о регистрируемых событиях и текущем времени при отключении питания в блоке логики предусмотрен аккумулятор для питания часов и ОЗУ.

Блок логики управляет работой остальных блоков терминала через общую шину, роль которой выполняет объединительная плата. По этой же шине передаются сигналы входных и выходных цепей, и производится питание всех блоков терминала.

С помощью кнопок управления и дисплея, расположенных на лицевой плате устройства, производится отображение текущих значений токов и напряжений на аналоговых входах, состояния дискретных входов, значений уставок и осуществляется перепрограммирование терминала (изменение значений уставок и состояний программируемых ключей).

Светодиодные индикаторы на лицевой плате терминала обеспечивают сигнализацию текущего состояния терминала, срабатывания защит и автоматики.

Терминалы производят непрерывную самодиагностику с выходом на сигнализацию в случае обнаружения неисправности. Самодиагностика включает в себя проверку основных аппаратных узлов, включая исправность блока питания, АЦП, обмоток выходных реле и всех программных элементов.

Конструктивно терминалы серии ЭКРА 200 выполняются в виде блочного 19" конструктива. Терминалы изготавливаются для установки в шкаф, а также как самостоятельное устройство.

Общий вид терминалов в зависимости от конструктивного исполнения представлен на рисунках 1 - 4.

Для предотвращения несанкционированного доступа к внутренним частям производится пломбирование терминалов специальной этикеткой, разрушающейся при вскрытии устройства, расположенной на задней плите терминала.



Рисунок 1 - Терминал ЭКРА 2X1(A)



Рисунок 2 - Терминал ЭКРА 2X2(A)

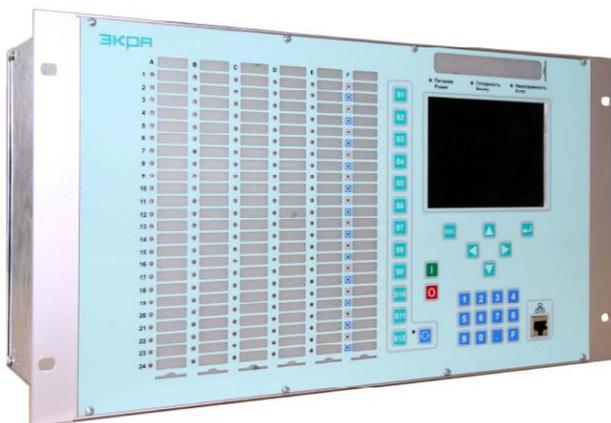


Рисунок 3 - Терминал ЭКРА 2Х3(А)



Рисунок 4 - Терминал ЭКРА 2Х7(А)

Терминалы выпускаются в различных типоразмерах. Информация о структуре условного обозначения типоразмера терминала приведена на рисунке 5.

ЭКРА 2 X X A XXXX-XX X X УХЛ X



¹⁾ - Отражает аппаратный состав и программное обеспечение в соответствии с руководством по эксплуатации (РЭ) конкретного типоразмера терминала.

²⁾ - 0,2 А, 1 А или 5 А переменного тока.

Рисунок 5 - Структура условного обозначения типоразмера терминала

Таблица 1 - Конструктивное исполнение терминала

Код	Назначение	Конструктивное исполнение
1	Терминал	½ 19" конструктива
2	Терминал	¾ 19" конструктива
3	Терминал	19" конструктива
4	Модуль расширения	½ 19" конструктива
5	Модуль расширения	¾ 19" конструктива
6	Модуль расширения	19" конструктива
7	Терминал	1/3 19" конструктива
8 ...	Другие исполнения	

Таблица 2 - Терминалы защиты ЭКРА 21Х(А). Исполнение по составу функций

Код	Назначение
00	Назначение терминала определяется назначением шкафа, в состав которого он входит
01	Защита и автоматика генератора
02	Защита и автоматика трансформатора
03	Защита и автоматика линии
04	Защита и автоматика секционного выключателя
05	Защита и автоматика двигателя
06	Защита и автоматика вводов на секцию питания
07	Защита и автоматика вводов на магистраль питания
08	Защита и автоматика ошиновки трансформатора блока генератор - трансформатор
09	Защита и автоматика трансформатора системы возбуждения генератора
10	Защита и автоматика трансформатора(ов) блока
11	Защита и автоматика автотрансформатора
12	Защита и автоматика блока генератор-трансформатор
13	Управление коммутационным оборудованием
14	Дифференциальная защита шин
15	Защита и автоматика трансформатора напряжения секции
16	Защита и автоматика батареи статических конденсаторов (БСК)
17	Защита и автоматика реактора
18 ...	Другие исполнения

Таблица 3 - Терминалы ПА ЭКРА 22Х(А). Исполнение по составу функций

Код	Назначение
01	Линейная противоаварийная автоматика
02	Автоматика шин подстанции и станций
03	Автоматика части станций и подстанций
04	Система автоматики предотвращения нарушения устойчивости энергоузла/энергорайона
05	Приемо - передача команд РЗ и ПА для устройства приема и передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)
06 ...	Другие исполнения

Таблица 4 - Терминалы регистрирующие ЭКРА 23Х(А). Исполнение по составу функций

Код	Назначение
01	Регистратор аварийных событий
02	Сбор и обработка информации
03 ...	Другие исполнения

Таблица 5 - Терминалы управления ЭКРА 24Х(А). Исполнение по составу функций

Код	Назначение
01, 04	Управление присоединением 110 кВ и выше
02, 05	Пофазное управление присоединением 110 кВ и выше
03, 06	Управление присоединением (0,4 - 35) кВ
07	Управление присоединением генератора
08 ...	Другие исполнения

Программное обеспечение

Терминалы имеют встроенное и внешнее программное обеспечение (ПО). Их характеристики приведены в таблице 6.

Встроенное ПО (микропрограмма) реализует следующие базовые функции терминала:

- релейная защита и/или автоматика;
- управление коммутационными аппаратами присоединения;
- аварийный осциллограф;
- регистратор событий;
- расчет ресурса выключателя;
- связь с верхним уровнем;
- интерфейс взаимодействия с обслуживающим персоналом.

Встроенное ПО реализовано аппаратно. Оно заносится в программируемое постоянное запоминающее устройство (ППЗУ) приборов предприятием-изготовителем и не доступно для пользователя. Метрологические характеристики терминалов нормированы с учетом влияния ПО. Терминалы выполняют функции защиты и управления и при отсутствии связи с верхним уровнем информационной сети.

Терминалы могут интегрироваться в локальную информационную сеть. Поставляемое с терминалом внешнее программное обеспечение (комплекс программ «EKRASMS-SP») позволяет проводить мониторинг всех входных сигналов, формировать архив регистратора событий и аварийных осциллограмм, изменять уставки, синхронизировать время всех терминалов сети.

Комплекс программ «EKRASMS-SP» включает следующие приложения:

- программу «Сервер связи»;
- программу мониторинга «АРМ-релейщика»;
- программу просмотра событий «RecViewer».

Все приложения функционируют на платформе Windows XP/Vista/Win7. Лежащая в основе программного комплекса технология «клиент - сервер» обеспечивает доступ к внутренним базам данных терминалов с любого компьютера локальной сети предприятия. Обмен информацией между приложениями комплекса осуществляется по протоколу TCP/IP.

Программа «Сервер связи» осуществляет взаимосвязь информационной сети терминалов с локальной сетью предприятия, производит синхронизацию времени всех устройств по своим часам с точностью 0,001 с, а также производит автоматическое чтение (настраиваемая опция) зарегистрированных устройствами событий.

С помощью программы «АРМ-релейщика» осуществляется просмотр текущих величин токов и напряжений, состояний дискретных сигналов, просмотр и изменение (по паролю) уставок и параметров функций РЗА, копирование и удаление аварийных осциллограмм.

Программа «RecViewer» предназначена для анализа аварийных ситуаций в энергосистеме по осциллограммам аварийных режимов и определения уставок органов РЗА терминалов в момент аварии.

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

Таблица 6 - Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Идентификационное наименование ПО	микропрограмма
Номер версии (идентификационный номер ПО)	Не ниже 6.0.0.0	Не ниже 3.0.00.0000
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Метрологические и технические характеристики

Терминал обеспечивает:

- измерение действующего значения фазного (U_A, U_B, U_C) и линейного (U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}) напряжений;

- измерение действующего значения фазного тока (I_A, I_B, I_C);

- измерение активной (P), реактивной (Q) и полной (S) мощности (фазная и трехфазная);

- измерение частоты сети (f);

- измерение активной (W_p) и реактивной (W_q) энергии суммарно по фазам в двух направлениях (технический учет) в соответствии с требованиями для счетчиков активной энергии класса точности 1 и требованиями для счетчиков реактивной энергии класса точности 2;

- измерение напряжения и силы постоянного тока.

Номинальные значения входных токов, напряжений и мощностей соответствуют величинам, указанным в таблице 7. Номинальное значение коэффициента активной мощности: $\cos\varphi_{ном}=1$, коэффициента реактивной мощности: $\sin\varphi_{ном}=1$. Номинальное значение частоты сети переменного тока - 50 Гц.

Таблица 7 - Номинальные значения входных токов, напряжений и мощности

Номинальное фазное напряжение $U_{ФНОМ}, В$	Номинальное линейное напряжение $U_{ЛНОМ}, В$	Номинальный фазный ток $I_{НОМ}, А$	Номинальная мощность (активная, реактивная, полная), $P_{НОМ}, Вт; Q_{НОМ}, вар; S_{НОМ}, В\cdot А$	
			фазная	трехфазная
100/ $\sqrt{3}$	100	1	57,74	173,2
		5	288,70	866,1

Примечания - При подключении входных сигналов через внешние измерительные трансформаторы тока и напряжения

а) номинальные значения параметров соответствуют:

1) при измерении силы тока: $N_I = k_{ТТ} \cdot I_{НОМ}$;

2) при измерении напряжения: $N_U = k_{ТН} \cdot (U_{ФНОМ}; U_{ЛНОМ})$;

3) при измерении мощности: $N_{P,Q,S} = k_{ТН} \cdot k_{ТТ} \cdot (P_{НОМ}; Q_{НОМ}; S_{НОМ})$,

где N_I - номинальное значение параметра при измерении силы тока;

N_U - номинальное значение параметра при измерении напряжения;

$N_{P,Q,S}$ - номинальное значение параметра при измерении мощности;

$k_{ТТ}$ - коэффициент трансформации тока;

$k_{ТН}$ - коэффициент трансформации напряжения;

б) единицы измерения параметров соответствуют:

1) при измерении силы тока: А; кА;

2) при измерении напряжения: кВ;

3) при измерении мощности: кВт; МВт; квар; Мвар; кВ·А; МВ·А

Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности измерений фазного тока, фазного и линейного напряжений, частоты, мощности, напряжения и силы постоянного тока соответствуют значениям, указанным в таблице 8.

Таблица 8 - Диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности измерений фазного тока, фазного и линейного напряжений, частоты, мощности, напряжения и силы постоянного тока

Измеряемый параметр	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности ¹⁾ измерений	Дополнительные условия
Действующее значение фазного тока, А	$(0,02-1,20) \cdot I_{\text{НОМ}}$	$\pm 0,5 \%$ (γ)	-
Действующее значение фазного или линейного напряжения, В	$(0,1-2,0) \cdot (U_{\text{ФНОМ}}; U_{\text{ЛНОМ}})$	$\pm 0,5 \%$ (γ)	-
Частота, Гц	от 45 до 55	$\pm 0,01$ Гц (Δ)	$0,1 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 2,0 \cdot U_{\text{НОМ}}$
Мощность (активная, реактивная, полная) фазная и трехфазная, Вт, вар, В·А	$(0,02-1,20) \cdot (P_{\text{НОМ}}; Q_{\text{НОМ}}; S_{\text{НОМ}})$	$\pm 0,5 \%$ (γ)	$0,8 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ $0,02 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,20 \cdot I_{\text{НОМ}}$
Сила постоянного тока, мА	от -5 до +5; от 0 до 5	$\pm 0,15 \%$ (γ)	-
	от -20 до +20; от 0 до 20, от 4 до 20	$\pm 0,1 \%$ (γ)	-
Напряжение постоянного тока, В	от -10 до +10, от -330 до +330	$\pm 0,5 \%$ (γ)	-
Примечание - ¹⁾ - обозначение погрешностей: Δ - абсолютная; γ - приведенная			

Нормирующее значение при определении основной приведенной погрешности измерений фазного тока, фазного и линейного напряжений, частоты, мощности принимается равным номинальному значению измеряемого параметра.

Нормирующее значение при определении основной приведенной погрешности измерений напряжения и силы постоянного тока принимается равным:

- верхнему пределу диапазона измерений, если нулевое значение входного сигнала находится на краю или вне диапазона измерений;
- сумме модулей пределов измерений, если нулевое значение входного сигнала находится внутри диапазона измерений.

Пределы допускаемой основной погрешности измерений активной и реактивной энергии при симметричной нагрузке соответствуют значениям, указанным в таблице 9.

Таблица 9 - Пределы допускаемой основной погрешности измерений активной и реактивной энергии при симметричной нагрузке

Измеряемый параметр	Режим нагрузки	Пределы допускаемой основной погрешности ¹⁾ измерений	Дополнительные условия
Активная энергия, W_p , МВт·ч	Симметричная	$\pm 1,5\%$ (δ)	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,02 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,05 \cdot I_{НОМ}$ $\cos\varphi = 1$
		$\pm 1,0\%$ (δ)	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$ $\cos\varphi = 1$
		$\pm 1,5\%$ (δ)	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,1 \cdot I_{НОМ}$ $\cos\varphi = 0,5$ (инд.)
		$\pm 1,0\%$ (δ)	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$ $\cos\varphi = 0,5$ (инд.)
		$\pm 1,5\%$ (δ)	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,1 \cdot I_{НОМ}$ $\cos\varphi = 0,8$ (емк.)
		$\pm 1,0\%$ (δ)	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$ $\cos\varphi = 0,8$ (емк.)
Реактивная энергия, W_q , Мвар·ч	Симметричная	$\pm 2,5\%$ (δ)	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,02 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,05 \cdot I_{НОМ}$ $\sin\varphi = 1$
		$\pm 2,0\%$ (δ)	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$ $\sin\varphi = 1$
		$\pm 2,5\%$ (δ)	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I < 0,1 \cdot I_{НОМ}$ $\sin\varphi = 0,5$
		$\pm 2,0\%$ (δ)	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$ $\sin\varphi = 0,5$
		$\pm 2,5\%$ (δ)	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I < 1,2 \cdot I_{НОМ}$ $\sin\varphi = 0,25$
Примечание - ¹⁾ - обозначение погрешностей: δ - относительная			

Пределы допускаемой основной погрешности измерений активной и реактивной энергии при несимметричной нагрузке соответствуют значениям, указанным в таблице 10.

Таблица 10 - Пределы допускаемой основной погрешности измерений активной и реактивной энергии при несимметричной нагрузке

Измеряемый параметр	Режим нагрузки	Пределы допускаемой основной погрешности ¹⁾ измерений	Дополнительные условия
Активная энергия, W_p , МВт·ч	Однофазная нагрузка при симметрии многофазных напряжений, приложенных к цепям напряжения (несимметричная)	$\pm 2\%$ (δ)	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$ $\cos\varphi=1$
	Однофазная нагрузка при симметрии многофазных напряжений, приложенных к цепям напряжения (несимметричная)	$\pm 2\%$ (δ)	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$ $\cos\varphi=0,5$ (инд.)
Реактивная энергия, W_q , Мвар·ч	Однофазная нагрузка при симметрии многофазных напряжений, приложенных к цепям напряжения (несимметричная)	$\pm 3\%$ (δ)	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$ $\sin\varphi=1$
	Однофазная нагрузка при симметрии многофазных напряжений, приложенных к цепям напряжения (несимметричная)	$\pm 3\%$ (δ)	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$ $\sin\varphi=0,5$
Примечание - ¹⁾ - обозначение погрешностей: δ - относительная			

Разность между значениями погрешности измерений активной энергии, определенными при однофазной нагрузке счетчика и при симметричной многофазной нагрузке при номинальном токе $I_{НОМ}$ и коэффициенте мощности $\cos\varphi=1$ не превышает 1,5 %.

Разность между значениями погрешности измерений реактивной энергии, определенными при однофазной нагрузке счетчика и при симметричной многофазной нагрузке при номинальном токе $I_{НОМ}$ и коэффициенте мощности $\sin\varphi=1$ не превышает 3,5 %.

Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений электрических параметров сети переменного тока, вызванных изменением температуры окружающего воздуха от нормальной (20 ± 5) °С до любой температуры в рабочем диапазоне температур от минус 25 до плюс 55 °С на каждые 10 °С, не превышают значений, указанных в таблице 11.

Таблица 11 - Пределы дополнительной погрешности измерений при изменении температуры окружающего воздуха

Измеряемый параметр	Пределы допускаемой дополнительной погрешности ¹⁾ измерений	Дополнительные условия
Действующее значение фазного тока	$\pm 0,25\%$ (γ)/10 °С	-
Действующее значение фазного или линейного напряжения	$\pm 0,25\%$ (γ)/10 °С	-
Частота	$\pm 0,01$ Гц (Δ)/10 °С	$0,1 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 2,0 \cdot U_{НОМ}$
Мощность (активная, реактивная, полная) фазная и трехфазная	$\pm 0,25\%$ (γ)/10 °С	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,02 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$

Измеряемый параметр	Пределы допускаемой дополнительной погрешности ¹⁾ измерений	Дополнительные условия
Активная энергия, W_p , МВт·ч	$\pm 0,5\%$ (δ)/10 °С	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$ $\cos\varphi = 1$
	$\pm 0,7\%$ (δ)/10 °С	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$ $\cos\varphi = 0,5$ (инд.)
Реактивная энергия, W_q , Мвар·ч	$\pm 0,5\%$ (δ)/10 °С	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,05 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$ $\sin\varphi = 1$
	$\pm 0,7\%$ (δ)/10 °С	$0,8 \cdot U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 \cdot U_{НОМ}$ $0,1 \cdot I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 \cdot I_{НОМ}$ $\sin\varphi = 0,5$
Сила постоянного тока, мА	$\pm 0,1\%$ (γ)/10 °С	-
Напряжение постоянного тока, В	$\pm 0,25\%$ (γ)/10 °С	-
Примечание - ¹⁾ - обозначение погрешностей: Δ - абсолютная; δ - относительная; γ - приведенная		

Погрешности измерений соответствующих параметров (таблицы 8, 9, 10) сохраняются при изменении частоты входного сигнала в диапазоне от 45 до 55 Гц.

Длительность цикла измерения входных сигналов переменного и постоянного тока не более 0,5 с.

Напряжение питания оперативного тока:

220^{+22}_{-44} В или 110^{+11}_{-22} В постоянного тока;

220^{+22}_{-44} В переменного тока частотой 50 Гц.

Терминал соответствует требованиям по устойчивости к электромагнитным помехам ТР ТС 020, ГОСТ Р 51317.4.1-2000, ГОСТ Р 51317.6.5-2006 и СТО 56947007-29.240.044 и удовлетворяет критерию качества функционирования А (нормальное функционирование при испытаниях на помехоустойчивость) по ГОСТ 30804.6.2-2013.

Терминал, предназначенный для поставки на атомные станции, соответствует требованиям по устойчивости к электромагнитным помехам ТР ТС 020, удовлетворяет критерию качества функционирования А по ГОСТ 32137-2013 и ГОСТ 30804.6.2-2013 и соответствует группам по устойчивости к электромагнитным помехам:

- IV - для терминалов класса безопасности 2;
- III - для терминалов класса безопасности 3;
- II - для терминалов класса безопасности 4.

По требованию заказчика возможна поставка исполнений терминалов классов 3 и 4 для использования в условиях жесткой электромагнитной обстановки (группы по устойчивости IV и III соответственно).

Терминал удовлетворяет нормам промышленных радиопомех по ГОСТ Р 51318.11-2006 и ГОСТ Р 51318.22-99.

Терминал удовлетворяет нормам эмиссии гармонических составляющих потребляемого тока, установленным в ГОСТ Р 51317.3.2-99.

Группа механического исполнения в части воздействия механических факторов внешней среды М40, М4, М6, М7, М43 по ГОСТ 17516.1-90.

Терминал сейсмостойкий при воздействии землетрясений интенсивностью до 9 баллов включительно по шкале MSK-64 при уровне установки над нулевой отметкой до 30 м по ГОСТ 17516.1-90.

Терминал, предназначенный для поставки на атомные станции, соответствует категории сейсмостойкости I по НП-031-01 при использовании в составе систем безопасности, остальные терминалы должны соответствовать категории сейсмостойкости II.

Габаритные размеры и масса терминалов приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Габаритные размеры и масса

Тип терминала	Габаритные размеры, высота×ширина×глубина, мм, не более	Масса, кг, не более
ЭКРА 2Х1(А), ЭКРА 2Х4(А)	276×270×272	11
ЭКРА 2Х2(А), ЭКРА 2Х5(А)	276×376×272	16
ЭКРА 2Х3(А), ЭКРА 2Х6(А)	276×483×272	19
ЭКРА 2Х7(А)	276×192×211	7

Климатическое исполнение и категория размещения терминалов, предназначенных для нужд экономики страны и на экспорт в районы с умеренным климатом - УХЛ4 и УХЛ3.1, в районы с тропическим климатом - О4 по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89.

При этом:

- верхнее рабочее и предельное рабочее значения температуры окружающего воздуха плюс 55 °С (для исполнения О4 верхнее рабочее значение составляет плюс 45 °С);
- нижнее рабочее и предельное рабочее значения температуры окружающего воздуха минус 25 °С для вида климатического исполнения УХЛ3.1 (без выпадения инея и росы) и минус 5 °С для видов климатических исполнений УХЛ4 (без выпадения инея и росы) и О4;
- верхнее рабочее значение относительной влажности воздуха не более 80 % при температуре 25 °С для вида климатического исполнения УХЛ4, не более 98 % при температуре 25 °С для вида климатического исполнения УХЛ3.1 и 98 % при температуре 35 °С (без конденсации влаги) для вида климатического исполнения О4.

Высота над уровнем моря - не более 2000 м (исполнение для атомных станций - не более 1000 м).

Знак утверждения типа

наносится на заднюю панель терминалов способом наклейки и на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 13 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Для терминалов, поставляемых как самостоятельное устройство:		
Терминал микропроцессорный ЭКРА 200 (типоисполнение в соответствии с заказом)	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ЭКРА.650321.001 РЭ	1 экз.
Паспорт	ЭКРА.650321.001 ПС	1 экз.
Методика поверки	ЭКРА.650321.011 МП	1 экз.
Протокол приемо-сдаточных испытаний	-	1 экз.
Комплект ЗИП	-	1 к-т ¹⁾

Наименование	Обозначение	Количество
Для терминалов, поставляемых совместно со шкафом:		
Терминал микропроцессорный ЭКРА 200 (типоисполнение в соответствии с заказом)	-	1 шт.
Паспорт или этикетка	-	1 экз.
Протокол приемо-сдаточных испытаний	-	1 экз.
Для терминалов, поставляемых в качестве ЗИП:		
Терминал микропроцессорный ЭКРА 200 (типоисполнение в соответствии с заказом)	-	1 шт.
Паспорт	ЭКРА.650321.001 ПС	1 экз.
Протокол приемо-сдаточных испытаний	-	1 экз.
Примечание - ¹⁾ - 1 комплект на партию, поставляемую в один адрес (при первой поставке) и/или в соответствии с договором		

Таблица 14 - Комплектность средства измерений (опциональная поставка)

Наименование	Обозначение	Количество
Для терминалов, поставляемых как самостоятельное устройство:		
Аппаратура для построения локальной сети	-	в соответствии с картой заказа на оборудование связи
Программное обеспечение для наладки и эксплуатации и программная документация (руководство оператора) на заказываемые программы	-	в количестве экземпляров, указанном в заказе, на партию в один адрес
Кабели и устройства, необходимые для связи с внешней ПЭВМ	-	в соответствии с картой заказа

Поверка

осуществляется по документу ЭКРА.650321.011 МП «Терминалы микропроцессорные серии ЭКРА 200. Методика поверки», утвержденному ООО «ИЦРМ» 10.05.2017 г.

Основные средства поверки: установка многофункциональная измерительная СМС 256plus (рег. № 57750-14); калибратор токовой петли Fluke 715 (рег. № 29194-05).

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

Знак поверки в виде наклейки наносится на лицевую панель корпуса прибора.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к терминалам микропроцессорным серии ЭКРА 200

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

ГОСТ 14014-91 «Приборы и преобразователи измерительные цифровые напряжения, тока, сопротивления». Общие технические требования и методы испытаний

ТУ 3433-026-20572135-2010 «Терминалы микропроцессорные серии ЭКРА 200». Технические условия

ТУ 3433-026.01-20572135-2012 «Терминалы микропроцессорные серии ЭКРА 200 для атомных станций». Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «ЭКРА» (ООО НПП «ЭКРА»)
ИНН 2126001172
Адрес: 428020, Чувашская Республика, г. Чебоксары, пр. И.Я. Яковлева, д. 3, помещение 541
Телефон (факс): +7(8352) 22-01-10, 22-01-30 (+7(8352) 22-01-10)
Web-сайт: www.ekra.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)
Юридический адрес: 142704, Московская область, Ленинский район, г. Видное, Промзона тер., корпус 526
Телефон: +7 (495) 278-02-48
E-mail: info@ic-rm.ru
Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.