

ОКПД 26.51.43



УТВЕРЖДАЮ
Технический директор
ОАО «Электрприбор»

А.В. Долженков

06.06. 2017 г.

СЧЕТЧИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ

ЩМК120СП

Руководство по эксплуатации

ОПЧ.140.339 РЭ

СОГЛАСОВАНО

Начальник ООТ и ТБ

И.Н. Иванова
02.06. 2017 г.



Выполнил

Т.Н. Сукотнова
1.06. 2017 г.

Начальник МС – главный метролог

А.И. Никифоров
05.06. 2017 г.

Проверил

Р.А. Афанасьев
1.06. 2017 г.

Начальник ОТК и УК

С.Н. Воротилов
05.06. 2017 г.

Ведущий инженер-конструктор

В.И. Никитин
02.06. 2017 г.

Главный технолог

Д.П. Салова
02.06. 2017 г.

Нормоконтроль

А.Л. Федорова
06.06. 2017 г.

2017 г.

СОДЕРЖАНИЕ

	Лист
Оглавление	
1 ОПИСАНИЕ.....	3
1.1 Назначение.....	3
1.2 Технические характеристики.....	8
1.3 Устройство и принцип работы.....	35
1.4 Маркировка.....	38
2 СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ, ИНСТРУМЕНТЫ И ПРИНАДЛЕЖНОСТИ...	40
3 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ	41
3.1 Меры безопасности.....	41
3.2 Подготовка к работе.....	41
3.3 Режимы работ	46
3.4 Порядок работы.....	66
3.5 Работа с лицевой панелью счетчика.....	66
3.6 Сведения о техническом обслуживании и ремонте.....	66
3.7 Калибровка.....	79
4 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ПРАВИЛА ХРАНЕНИЯ	80
4.1 Транспортирование счетчика.....	80
4.2 Правила хранения счетчика	81
5 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ	82
6 СВЕДЕНИЯ О РЕКЛАМАЦИЯХ.....	82
7 УТИЛИЗАЦИЯ.....	83
Приложение А (справочное) Перечень параметров, измеряемых счетчиком	84
Приложение Б (обязательное) Общий вид и габаритные размеры счетчика..	90
Приложение В (обязательное) Схемы внешних подключения счетчиков.....	91
Приложение Г (обязательное) Структурная схема счетчиков	95
Приложение Д (обязательное) Описание WEB-интерфейса счетчика.....	96
Д.1 Общие сведения	96
Д.2 Описание вкладки «ИЗМЕРЕНИЯ».....	98
Д.3 Описание вкладки «НАСТРОЙКИ»	102
Д.4 Описание вкладки «ЖУРНАЛ»	103
Д.5 Описание вкладки «ИНФОРМАЦИЯ».....	104
Приложение Е (обязательное) Протокол совместимости ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.....	106
Приложение Ж (обязательное) Декларации соответствия МЭК 61850 (PICS & MICS)	122
Приложение И (обязательное) Значения входных сигналов и допускаемые значения измеряемых параметров в контрольных точках при поверке	133

Данное руководство предназначено для ознакомления с техническими характеристиками, устройством и принципом работы счетчика в объеме, необходимом для эксплуатации (включая монтаж, подключение счетчика на месте предполагаемой эксплуатации, программную настройку (конфигурирование) счетчика на месте эксплуатации).

Настоящее руководство по эксплуатации может изменяться или дополняться в установленном порядке, принятом на предприятии-изготовителе.

1 ОПИСАНИЕ

1.1 Назначение

1.1.1 Счетчик электрической энергии многофункциональный ЩМК120СП (далее – счетчик) предназначен для:

- измерения напряжения и силы переменного тока;
- измерения, контроля и регистрации основных параметров электрической энергии в однофазных двухпроводных, трехфазных трехпроводных и четырехпроводных электрических сетях и системах электроснабжения переменного тока с номинальной частотой 50 Гц с отображением результатов измерений на экране счетчика и предоставления их в цифровой форме;
- измерения, регистрации и учета активной и реактивной электрической энергии за установленные интервалы времени в однофазных и трехфазных сетях переменного тока (технический и коммерческий учет активной и реактивной электроэнергии) в соответствии с требованиями ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012 (класс 0,2S), ГОСТ 31819.23-2012 (класс 1);
- измерения показателей качества электроэнергии (ПКЭ) в соответствии с ГОСТ Р 8.655-2009, ГОСТ 30804.4.30-2013 (класс А), ГОСТ 30804.4.7-2013 (класс I), ГОСТ Р 51317.4.15-2012, оценки соответствия нормам по ГОСТ 32144-2013, контроля и мониторинга по ГОСТ 33073-2014 и статистической обработки с отображением результатов на экране счетчика и предоставления их в цифровой форме;

- регистрации мгновенных значений измеряемых сигналов напряжения и силы переменного тока.

1.1.2 Счетчик обеспечивает выполнение измерений ПКЭ в соответствии с ГОСТ 30804.4.30-2013 (измерения по классу А), ГОСТ 30804.4.7-2013 (по классу I, в части гармонических составляющих напряжения), ГОСТ Р 51317.4.15-2012 (в части измерений фликера), ГОСТ Р 8.655-2009, ГОСТ 32144-2013 и многотарифный учет активной электрической энергии в двух направлениях в соответствии с классом точности 0,2S по ГОСТ 31819.22-2012 и реактивной электроэнергии в соответствии с классом точности 1,0 по ГОСТ 31819.23-2012.

1.1.3 Счетчик является изделием непрерывного действия, выполняющими функции СИ ПКЭ, измерения параметров тока и напряжения в основном и шести дополнительных конфигурируемых режимах, включая коммерческий/технический учет электроэнергии, и предназначен для проведения длительных измерений в сетях и системах электроснабжения общего назначения, в том числе при диагностических и исследовательских работах.

1.1.4 На основании данных выполненных счетчиком измерений ПКЭ обеспечивается проведение контроля соответствия качества электроэнергии (КЭ) установленным нормам, в том числе нормам ГОСТ 32144-2013.

1.1.5 Счетчик обеспечивает визуализацию текущих измеряемых значений электрических параметров, а также измеряемых ПКЭ посредством цифровых LED-индикаторов, размещенных на лицевой панели счетчика.

1.1.6 Счетчик с функцией коммерческого учета электроэнергии имеет два интерфейса Ethernet, два интерфейса RS485, оптический локальный интерфейс типа «оптопорт» и испытательный импульсный выходной интерфейс.

Счетчик обеспечивает выдачу измеренных значений электрических параметров и ПКЭ через информационный интерфейс Ethernet (дополнительно через интерфейсы RS485 и «оптопорт») во внешние системы телеизмерений, контроля и мониторинга качества электроэнергии. Передача данных в системы телеизмерений через интерфейсы Ethernet обеспечивается по протоколу

ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 (через интерфейс RS485 и «оптопорт» – по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-101). Также обеспечивается возможность передачи данных измерений через интерфейсы Ethernet счетчика в системы телеизмерений по протоколу IEC 61850-8-1.

Дополнительно счетчик обеспечивает выполнение функции генерации в сеть Ethernet выходного потока МЭК 61850-9-2, содержащего данные измерений первичных сигналов тока и напряжения, подаваемых на измерительные входы в цифровом виде (функция устройства “Merging Unit”).

1.1.7 Счетчик предназначен для применения в энергетике и может использоваться в других отраслях промышленности для контроля значений электрических параметров и показателей качества электроэнергии и учета электрической энергии.

В рамках распределительных электросетей счетчик допускает возможность использования как на стороне сетевой компании, контролируя качество и количество отпускаемой потребителям энергии, так и на стороне потребителя для учета и контроля качества закупаемой энергии.

1.1.8 Счетчик изготавливается для эксплуатации в условиях умеренно-холодного климата (климатическое исполнение УХЛ3.1 по ГОСТ 15150-69), по устойчивости к воздействию климатических факторов счетчик относится к группе 4 по ГОСТ 22261-94 и предназначен для работы при температуре от минус 40 до плюс 55 °С и относительной влажности воздуха не более 90 % при температуре плюс 30 °С.

1.1.9 Счетчик является устойчивым к воздействию атмосферного давления от 84 до 106,7 кПа (630 – 795 мм рт. ст.), группа Р1 по ГОСТ Р 52931-2008.

1.1.10 По устойчивости к механическим воздействиям счетчик относится к виброустойчивым и вибропрочным, группа М7 по ГОСТ 30631-99 (группа 4 по ГОСТ 22261-94).

1.1.11 Счетчик выполнен в корпусе со степенью защиты IP51 (со стороны передней панели) по ГОСТ 14254-2015.

1.1.12 По степени защиты от поражения электрическим током счетчик соответствует классу защиты II по ГОСТ 12.2.007.0-75.

1.1.13 Счетчик предназначен к применению совместно с внешними измерительными трансформаторами тока, обеспечивающими гальваническую развязку подключенных к счетчику токовых цепей от первичной измеряемой сети с преобразованием величины измеряемого тока первичной сети во вторичный ток номиналом 1 А (для исполнений счетчика с $c = 1A$) или 5 А (для исполнений счетчика с $c = 5A$) (в качестве указанных измерительных трансформаторов могут использоваться трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001 с соответствующей величиной номинального вторичного тока).

Подключение счетчика к измеряемым напряжениям может осуществляться как напрямую (без измерительных трансформаторов напряжения) в электрических сетях напряжением 230/400 В (для исполнений счетчика с $b = 400V$), так и через измерительные трансформаторы напряжения (например, через трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2015 – для исполнений счетчика с $b = 100V$).

1.1.14 Счетчик допускает различные исполнения по диапазону измерения входных сигналов тока/напряжения, по типу цифрового интерфейса передачи данных, по цвету индикаторов лицевой панели.

1.1.15 Информация об исполнении счетчика содержится в коде полного условного обозначения:

ЩМК120СП – а – b – c – d,

где **a** – номинальное напряжение:

- линейное напряжение – **100 В, 400 В;**
- **U/100** – коэффициент трансформации по напряжению
(номинальное напряжение вторичной обмотки **100 В**);

b – номинальный ток:

- фазный ток – **1,0 А; 5,0 А;**
- **I/1; I/5** – коэффициент трансформации по току

(номинальный ток вторичной обмотки **1 А и 5 А**);

c – цвет или вид индикации

– **К** – красный цвет, **З** – зеленый цвет, **Ж** – желтый цвет,

d – специальное исполнение

- **МЭК 61850-9-2** – поддержка счетчиком функций приема и выдачи данных измерений тока и напряжения по протоколу МЭК 61850-9-2;

- при отсутствии параметр не заполняется.

Варианты исполнений счетчиков ЩМК

Исполнение счетчика	Параметр кода полного условного обозначения		
	Номинальное значение или коэффициент трансформации	Цвет индикации	Специальное исполнение
	a	b	c
ЩМК120СП	U; U/100	I; I/1; I/5	+

Примечания:

1 Знак «+» означает наличие всех возможных вариантов параметра в формуле заказа.

2 Неиспользуемый параметр d не указывают.

Пример записи обозначения счетчиков при их заказе:

- для счетчика ЩМК120СП, имеющего следующие характеристики: номинальное напряжение 400 В; номинальный ток 5,0 А; красный цвет индикаторов; функция приема и выдачи данных измерений тока и напряжения по протоколу МЭК 61850-9-2

ЩМК120СП – 400В – 5А – К – МЭК 61850-9-2

ТУ 26.51.43-233-05763903-2017;

- для счетчика ЩМК120СП, имеющего следующие характеристики: номинальное напряжение 100 В, номинальный ток 1,0 А, красный цвет индикаторов

ЩМК120СП – 100В – 1А – К

ТУ 26.51.43-233-05763903-2017.

1.2 Технические характеристики

1.2.1 Счетчик обеспечивает измерение параметров режима трехпроводных и четырехпроводных электрических сетей переменного тока, отображение на цифровых индикаторах и передачу по интерфейсам Ethernet, RS485 результата измерения во внешние системы (в том числе, по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/104, IEC 61850-8-1) в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1

№ п/п	Параметр	Время измерения	Выдача на дисплей	Выдача по протоколу МЭК 60870-5-101/104	Выдача во внешний модуль (ПО) контроля ¹
Параметры напряжения					
1	С.к.з. фазного напряжения основной частоты ($U_{A(1)}, U_{B(1)}, U_{C(1)}$)	0,2 с ²		+	+
2	С.к.з. линейного (междуфазного) напряжения основной частоты ($U_{AB(1)}, U_{BC(1)}, U_{CA(1)}$)	То же		+	+
3	Отклонение с.к.з. напряжения (δU) (пофазно)	-“-		+	+
4	С.к.з. напряжения прямой последовательности (U_1)	-“-		+	+
5	С.к.з. напряжения обратной последовательности (U_2)	-“-	+ ³	+	+
6	С.к.з. напряжения нулевой последовательности (U_0)	-“-	+ ³	+	+
7	Угол фазового сдвига между фазными/линейными напряжениями основной частоты (φ_U)	-“-	+ ³	+	+
8	Угол фазового сдвига между 1-ой (составляющей основной частоты) и n-ой гармонической составляющей напряжения ($\varphi_{U(n)}$) (пофазно)	-“-		+	+
9	Частота (f)	1 с	+	+	+
Параметры тока					
10	С.к.з. фазного тока (I_A, I_B, I_C)	0,2 с	+ ³	+	+
11	С.к.з. фазного тока основной частоты ($I_{A(1)}, I_{B(1)}, I_{C(1)}$)	То же		+	+
12	С.к.з. тока прямой последовательности (I1)	-“-		+	+
13	С.к.з. тока обратной последовательности (I2)	-“-		+	+

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Параметр	Время измерения	Выдача на дисплей	Выдача по протоколу МЭК 60870-5-101/104	Выдача во внешний модуль (ПО) контроля ¹
14	С.к.з. тока нулевой последовательности (I_0)	-“-		+	+
15	Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазного тока (пофазно) (K_I)	-“-			+
16	Коэффициент n-ой гармонической составляющей тока ($K_{I(n)}$) (пофазно)	-“-			+
17	Среднеквадратическое значение n-ой гармонической подгруппы тока ($I_{sg,n}$) (пофазно)	-“-			+
18	Суммарный коэффициент гармонических подгрупп тока (THDS _I) (пофазно)	-“-		+	+
19	Среднеквадратическое значение n-ой интергармонической центрированной подгруппы тока ($I_{isg,n}$) (пофазно)	-“-			+
20	Коэффициент несимметрии тока по обратной последовательности (K_{2I})	-“-		+	+
21	Коэффициент несимметрии тока по нулевой последовательности (K_{20I})	-“-		+	+
22	Угол фазового сдвига между фазными токами основной частоты (φ_I)	-“-		+	+
23	Угол фазового сдвига между фазным напряжением и одноименным током (φ_{UI}) (пофазно)	-“-		+	+
24	Угол фазового сдвига между напряжением прямой последовательности и одноименным током ($\varphi_{U1I(1)}$)	-“-		+	+
25	Угол фазового сдвига между напряжением обратной последовательности и одноименным током ($\varphi_{U2I2(1)}$)	-“-		+	+
26	Угол фазового сдвига между напряжением нулевой последовательности и одноименным током ($\varphi_{U0I0(1)}$)	-“-		+	+

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Параметр	Время измерения	Выдача на дисплей	Выдача по протоколу МЭК 60870-5-101/104	Выдача во внешний модуль (ПО) контроля ¹
27	Угол фазового сдвига между n-ми гармоническими составляющими фазного напряжения и одноименного тока ($\varphi_{U(n)}$)	-“-			+
28	Угол фазового сдвига между 1-ой (составляющей основной частоты) и n-ой гармонической составляющей фазного тока ($\varphi_{I(n)}$) (пофазно)	-“-			+
Параметры электрической мощности					
29	Активная мощность по отдельным фазам (P_A, P_B, P_C)	0,2 с	+ ³	+	+
30	Активная мощность трехфазная (P)	То же		+	+
31	Активная мощность основной частоты однофазная ($P_{A(1)}, P_{B(1)}, P_{C(1)}$)	-“-		+	+
32	Активная мощность основной частоты трехфазная ($P_{(1)}$)	-“-		+	+
33	Активная однофазная мощность n-ой гармоники ($P_{A(n)}, P_{B(n)}, P_{C(n)}$)	-“-			+
34	Активная мощность n-ой гармоники трехфазная ($P_{(n)}$)	-“-			+
35	Активная однофазная мощность в заданной полосе частот f (мощность f-ой интергармоники) ($P_{A(f)}, P_{B(f)}, P_{C(f)}$)	-“-			+
36	Активная трехфазная мощность в заданной полосе частот f (мощность f-ой интергармоники) ($P_{(f)}$)	-“-			+
37	Активная мощность прямой последовательности ($P_{1(1)}$)	-“-		+	+
38	Активная мощность обратной последовательности ($P_{2(1)}$)	0,2 с		+	+
39	Активная мощность нулевой последовательности ($P_{0(1)}$)	-“-		+	+
40	Реактивная мощность по отдельным фазам (Q_A, Q_B, Q_C)	-“-	+ ³	+	+
41	Реактивная мощность трехфазная (Q)	-“-		+	+

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Параметр	Время измерения	Выдача на дисплей	Выдача по протоколу МЭК 60870-5-101/104	Выдача во внешний модуль (ПО) контроля ¹
42	Реактивная однофазная мощность основной частоты ($Q_{A(1)}, Q_{B(1)}, Q_{C(1)}$)	-“-		+	+
43	Реактивная мощность основной частоты трехфазная ($Q_{(1)}$)	-“-		+	+
44	Реактивная однофазная мощность n-ой гармоники ($Q_{A(n)}, Q_{B(n)}, Q_{C(n)}$)	-“-			+
45	Реактивная мощность n-ой гармоники трехфазная ($Q_{(n)}$)	-“-			+
46	Реактивная однофазная мощность в заданной полосе частот f (мощность f-ой интергармоники) ($Q_{A(f)}, Q_{B(f)}, Q_{C(f)}$)	-“-			+
47	Реактивная трехфазная мощность в заданной полосе частот f (мощность f-ой интергармоники) ($Q_{(f)}$)	-“-			+
48	Реактивная мощность прямой последовательности ($Q_{1(1)}$)	-“-		+	+
49	Реактивная мощность обратной последовательности ($Q_{2(1)}$)	-“-		+	+
50	Реактивная мощность нулевой последовательности ($Q_{0(1)}$)	-“-		+	+
51	Полная мощность по отдельным фазам (S_A, S_B, S_C)	-“-	+ ³	+	+
52	Полная мощность трехфазная (S)	-“-		+	+
53	Полная однофазная мощность основной частоты ($S_{A(1)}, S_{B(1)}, S_{C(1)}$)	-“-		+	+
54	Полная мощность основной частоты трехфазная ($S_{(1)}$)	-“-		+	+
55	Полная однофазная мощность n-ой гармоники ($S_{A(n)}, S_{B(n)}, S_{C(n)}$)	0,2 с			+
56	Полная мощность n-ой гармоники трехфазная ($S_{(n)}$)	-“-			+
57	Полная однофазная мощность в заданной полосе частот f (мощность f-ой интергармоники) ($S_{A(f)}, S_{B(f)}, S_{C(f)}$)	-“-			+

Окончание таблицы 1

№ п/п	Параметр	Время измерения	Выдача на дисплей	Выдача по протоколу МЭК 60870-5-101/104	Выдача во внешний модуль (ПО) контроля ¹
58	Полная трехфазная мощность в заданной полосе частот f (мощность f -ой интергармоники) ($S_{(f)}$)	-“-			+
59	Полная мощность прямой последовательности ($S_{1(1)}$)	-“-		+	+
60	Полная мощность обратной последовательности ($S_{2(1)}$)	-“-		+	+
61	Полная мощность нулевой последовательности ($S_{0(1)}$)	-“-		+	+
62	Коэффициент мощности ($\cos \varphi$) (пофазно)	-“-	+ ³	+	+
Параметры электрической энергии					
63	Активная энергия (W_P) (суммарно по фазам и отдельно по фазам А, В, С)	-	+ ⁴	+	+
64	Активная энергия первой гармоники ($W_{P(1)}$) (суммарно по фазам и отдельно по фазам А, В, С)	-	+ ⁴	+	+
65	Реактивная энергия (W_Q) (суммарно по фазам и отдельно по фазам А, В, С)	-		+	+
66	Реактивная энергия первой гармоники ($W_{Q(1)}$) (суммарно по фазам и отдельно по фазам А, В, С)	-		+	+
67	Полная энергия (W_S) (суммарно по фазам и отдельно по фазам А, В, С)	-		+	+
68	Полная энергия первой гармоники ($W_{S(1)}$) (суммарно по фазам и отдельно по фазам А, В, С)	-		+	+

¹ Внешний программный модуль (ПО), предназначенный к применению совместно с счетчиком ЦМК120СП. Выдача счетчиком измеренных значений параметров в указанный модуль (ПО) контроля осуществляется через коммуникационные интерфейсы по специализированному протоколу

² Указанное здесь и далее по таблице значение частоты измерений (0,2 с) является номинальным. Фактически частота измерений равна 10 периодам основной частоты первичной измеряемой сети

³ Частота обновления значения параметра на дисплее может быть меньше частоты измерений параметра (0,2 с), но не реже 1 раза в секунду

⁴ Вывод на экран значений активной/реактивной энергии в обоих направлениях суммарно по всем фазам по каждому из 8-ми тарифов и суммарно по всем тарифам средствами блока из 9-ти семисегментных светодиодных индикаторов на передней панели

1.2.2 Счетчик имеет возможность шести дополнительных режимов для измерения ПКЭ в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2

Режим измерения	Шины контроля, кВ	Контролируемое присоединение	Измеряемые/рассчитываемые параметры	Примечание
1	330-750	-	$U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}, U_{(1)AB}, U_{(1)BC}, U_{(1)CA}, U_1, U_{(n)AB}, U_{(n)BC}, U_{(n)CA}, K_{UAB}, K_{UBC}, K_{UCA}, K_{U(n)AB}, K_{U(n)BC}, K_{U(n)CA}, K_{U(h)AB}, K_{U(h)BC}, K_{U(h)CA}, U_2, U_0, K_{2U}, K_{0U}, \delta U_{yAB}, \delta U_{yBC}, \delta U_{yCA}, U_2, K_{2U}, t_{прAB}, \delta U_{прAB}, t_{прBC}, \delta U_{прBC}, t_{прCA}, \delta U_{прCA}$	Один прибор на один узел 330-750 кВ - шины, работающие параллельно при нормальной схеме сети
2	110-220	-	$U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}, U_{(1)AB}, U_{(1)BC}, U_{(1)CA}, U_1, U_{(n)AB}, U_{(n)BC}, U_{(n)CA}, K_{UAB}, K_{UBC}, K_{UCA}, K_{U(n)AB}, K_{U(n)BC}, K_{U(n)CA}, K_{U(h)AB}, K_{U(h)BC}, K_{U(h)CA}, U_2, U_0, K_{2U}, K_{0U}, t_{прAB}, \delta U_{прAB}, t_{прBC}, \delta U_{прBC}, t_{прCA}, \delta U_{прCA}, \delta U_{yAB}, \delta U_{yBC}, \delta U_{yCA}$	Один прибор на один узел 110-220 кВ - шины, работающие параллельно при нормальной схеме сети
3	110-500	В каждом радиальном присоединении* нелинейной и/или несимметричной нагрузки при соотношении $IK3/IN \leq 100$	$I_A, I_B, I_C, I_{(1)A}, I_{(1)B}, I_{(1)C}, I_1, I_{(n)A}, I_{(n)B}, I_{(n)C}, I_2, I_0, \varphi_{(n)A}, \varphi_{(n)B}, \varphi_{(n)C}, \varphi_1, \varphi_2, \varphi_0, K_{IA}, K_{IB}, K_{IC}, K_{I(n)A}, K_{I(n)B}, K_{I(n)C}, K_{I(h)A}, K_{I(h)B}, K_{I(h)C}, K_{2I}, K_{0I}, P_1, Q_1, P_{(n)}, P_2, Q_2, P_0, Q_0$	Если потребитель с нелинейной и/или несимметричной нагрузкой получает питание от ЕНЭС по нескольким радиальным присоединениям, соотношение $IK3/IN$ должно оцениваться для суммарной мощности потребителя по всем присоединениям. При этом контроль ПКЭ по току/мощности необходимо организовывать в каждом присоединении, питающем данного потребителя
4	110-500	Во вводах среднего напряжения (авто-) трансформаторов связи, если на любых шинах напряжением 110 кВ и выше данной ПС при инструментальном обследовании зафиксированы регулярные нарушения ГОСТ по $KU(n)$ по гармоникам порядков $6k \pm 1$	$I_A, I_B, I_C, I_{(1)A}, I_{(1)B}, I_{(1)C}, I_1, I_{(n)A}, I_{(n)B}, I_{(n)C}, I_2, I_0, \varphi_{(n)A}, \varphi_{(n)B}, \varphi_{(n)C}, \varphi_1, \varphi_2, \varphi_0, K_{IA}, K_{IB}, K_{IC}, K_{I(n)A}, K_{I(n)B}, K_{I(n)C}, K_{I(h)A}, K_{I(h)B}, K_{I(h)C}, K_{2I}, K_{0I}, P_1, Q_1, P_{(n)}, Q_{(n)}, P_2, Q_2, P_0, Q_0$	По одному прибору в каждом присоединении среднего напряжения (авто) трансформаторов связи. Если отсутствует возможность подключения прибора во вводы среднего напряжения, то подключение осуществляется во вводы высокого напряжения (авто-) трансформаторов связи

Окончание таблицы 2

Режим измерения	Шины контроля, кВ	Контролируемое присоединение	Измеряемые/рассчитываемые параметры	Примечание
5	6-35 кВ	В случае, если при проведении инструментального обследования были выявлены регулярные нарушения на шинах любого напряжения данной ПС по любому из следующих ПКЭ: $K_U, K_{U(n)}, K_{2U}$	$U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}, U_{(1)AB}, U_{(1)BC}, U_{(1)CA}, U_1, \delta U_{yAB}, \delta U_{yBC}, \delta U_{yCA}, U_{(n)AB}, U_{(n)BC}, U_{(n)CA}, K_{UAB}, K_{UBC}, K_{UCA}, K_{U(n) AB}, K_{U(n) BC}, K_{U(n) CA}, K_{U(h)AB}, K_{U(h)BC}, K_{U(h)CA}, U_2, K_{2U}, P_L, P_{St}, t_{прAB}, \delta U_{прAB}, t_{прBC}, \delta U_{прBC}, t_{прCA}, \delta U_{прCA}$	Один прибор измерительный ПКЭ на один узел 6-35 кВ - шины, работающие параллельно при нормальной схеме сети
6	6-35 кВ	В каждом радиальном присоединении нелинейной и/или несимметричной нагрузки при соотношении $I_{кз}/I_H \leq 100$, в случае, если при проведении инструментального обследования были выявлены регулярные нарушения на шинах 6-35 кВ данной ПС по любому из следующих ПКЭ: $K_U, K_{U(n)}, K_{2U}$	$I_A, I_B, I_C, I_{(1)A}, I_{(1)B}, I_{(1)C}, I_1, I_{(n)A}, I_{(n)B}, I_{(n)C}, I_2, \varphi_{(n)A}, \varphi_{(n)B}, \varphi_{(n)C}, \varphi_1, \varphi_2, K_{IA}, K_{IB}, K_{IC}, K_{I(n)A}, K_{I(n)B}, K_{I(n)C}, K_{I(h)A}, K_{I(h)B}, K_{I(h)C}, K_{2I}, P_1, Q_1, P_{(n)}, Q_{(n)}, P_2, Q_2$	Если потребитель с нелинейной и/или несимметричной нагрузкой получает питание от ЕНЭС по нескольким радиальным присоединениям, соотношение $I_{кз}/I_H$ должно оцениваться для суммарной мощности потребителя по всем присоединениям. При этом контроль характеристик КЭ по току/мощности необходимо обеспечить в одном наиболее нагруженном присоединении, питающем данного потребителя от каждой отдельных шин ПС ЕНЭС.
-	6 кВ и выше	-	Δf . Наименьшее и наибольшее значения по всем контролируемым показателям за период измерения. Верхнее значение, определяющее верхнюю границу диапазона, включающего 95 % результатов измерений ПКЭ по показателям: $\Delta f, U_y, K_U, K_{U(n)}, K_{2U}$. Нижнее значение, определяющее нижнюю границу диапазона, включающего 95 % результатов измерений ПКЭ по показателям: $\Delta f, U_y$. Относительное время выхода за диапазон нормально и предельно допустимых значений ПКЭ по показателям: $\Delta f, U_y, K_U, K_{U(n)}, K_{2U}$. Наименьшее, наибольшее и среднее значения по всем контролируемым показателям на интервалах 1 минута и 30 минут за период измерения	Для всех шин, на которых обеспечивается контроль ПКЭ в соответствии с указанными выше в данной таблице критериями, должны рассчитываться характеристики, необходимые для оценки соответствия ПКЭ требованиям ГОСТ Требования этой строки относятся ко всем режимам измерения этой таблицы и не являются самостоятельными.
* под радиальным присоединением понимается присоединения с односторонним питанием в нормальной и ремонтных схемах сети				

1.2.3 Счетчик обеспечивает выполнение функции многотарифного учета активной электрической энергии в двух направлениях в соответствии с классом точности 0,2S по ГОСТ 31819.22-2012 и реактивной электроэнергии в соответствии с классом точности 1,0 по ГОСТ 31819.23-2012 с последующей передачей данных учета активной/реактивной энергии во внешние автоматизированные системы учета электроэнергии (АСКУЭ/АИИС КУЭ/АСТУЭ) через цифровые интерфейсы счетчика Ethernet и RS485. При этом обеспечивается двунаправленный учет активной и реактивной энергии, и многотарифный учет активной/реактивной энергии (до восьми тарифов). Перечень измеряемых величин приведен в таблице 3.

Таблица 3

№ п/п	Параметр	Погрешность измерений
1	Активная энергия принятая (A+) по n-ому тарифу (n = 1, 2, ..., 8, 0 - суммарно по тарифам)	В соотв. с классом точности 0,2S по ГОСТ 31819.22
2	Активная энергия отданная (A-) по n-ому тарифу (n = 1, 2, ..., 8, 0 - суммарно по тарифам)	В соотв. с классом точности 0,2S по ГОСТ 31819.22
3	Активная энергия суммарная ((A+)+(A-)) по n-ому (n = 1, 2, ..., 8, 0 - суммарно по тарифам)	В соотв. с классом точности 0,2S по ГОСТ 31819.22
4	Реактивная энергия по r-ому квадранту (Qr) (r = 1, 2, 3 или 4) по n-ому тарифу (n = 1, 2, ..., 8, 0 - суммарно по тарифам)	В соотв. с классом точности 1 по ГОСТ 31819.23
5	Реактивная энергия принятая (R+ = Q1+Q2) по n-ому тарифу (n = 1, 2, ..., 8, 0 - суммарно по тарифам)	В соотв. с классом точности 1 по ГОСТ 31819.23
6	Реактивная энергия отданная (R- = Q3+Q4) по n-ому тарифу (n = 1, 2, ..., 8, 0 - суммарно по тарифам)	В соотв. с классом точности 1 по ГОСТ 31819.23
7	Реактивная энергия суммарная ((R+)+(R-)) по n-ому тарифу (n = 1, 2, ..., 8, 0 - суммарно по тарифам)	В соотв. с классом точности 1 по ГОСТ 31819.23
8	Время усреднения при измерении приращения энергии (интервал учета), мин	1,2,3,4,5,6,10,12,15,20,30,60
9	Стартовый ток (чувствительность) при учете активной энергии, А	$0,001 \cdot I_{НОМ}$
10	Стартовый ток (чувствительность) при учете реактивной энергии, А	$0,002 \cdot I_{НОМ}$
11	Количество числоимпульсных измерительных интерфейсов (выходов)	4 конфигурируемых выхода

1.2.4 Номинальные значения и диапазоны измеряемых счетчиком входных сигналов тока и напряжения, частоты, коэффициентов искажения синусоидальности входных сигналов приведены в таблице 4.

Таблица 4

Параметр	Значение	
Номинальное напряжение (действующее значение): – фазное ($U_{ф.ном}$) – линейное (междуфазное) ($U_{л.ном}$)	100 В	$U_{ф.ном} = 57,73 \text{ В}$ $U_{л.ном} = 100 \text{ В}$
	400 В	$U_{ф.ном} = 230 \text{ В}$ $U_{л.ном} = 400 \text{ В}$
Номинальный фазный ток (действующее значение) ($I_{ном}$)	1 А	$I_{ном} = 1 \text{ А}$
	5 А	$I_{ном} = 5 \text{ А}$
Диапазон измеряемых токов (действующего значения)	От 0 до $1,5 \cdot I_{ном}$	
Диапазон измеряемых напряжений (фазных/линейных) (действующего значения)	От 0 до $2,0 \cdot U_{ф/л.ном}$	
Частота измерений входного сигнала тока/напряжения	От 42,5 до 57,5 Гц	

1.2.5 Время установления рабочего режима не более 30 мин. Счетчик рассчитан на непрерывную круглосуточную работу.

1.2.6 Время измерения параметров входных сигналов тока и напряжения соответствует значению, указанному в таблице 1 для каждого параметра.

1.2.7 Счетчик обеспечивает передачу измеренных и вычисляемых параметров в соответствии с таблицей 1 по цифровым интерфейсам RS485 и Ethernet.

1.2.8 Счетчик обеспечивает хранение во внутренней энергонезависимой памяти измеренных значений ПКЭ (таблицы А.1, А.2 приложения А) – в части показателей, измеряемых (усредняемых) на интервалах времени 10 с (частота и отклонение частоты), 2 часа (для длительной дозы фликера) и 10 мин (для прочих показателей КЭ) – и значений электрических параметров напряжения, тока, электрической мощности и энергии (таблица 1), усредненных на 10-минутных интервалах времени, с глубиной хранения не менее 90 полных суток (2160 часов).

1.2.9 Счетчик обеспечивает учет величин электроэнергии в соответствии с таблицей 3 по восьми различным тарифам, в двенадцати сезонах по девяти типам дней (включая 7 стандартных дней недели и 2 особых типа дня) для каждого из сезонов, с использованием списка перенесенных дней.

Дискрет тарифной зоны составляет 1 минута; допускаемое количество переключений действующего тарифа в пределах одних суток ограничено

дискретностью тарифной зоны (верхний предел количества переключений равен количеству 1-минутных интервалов в пределах суток, т.е. 1440).

1.2.9.1 Счетчик обеспечивает ведение профилей мощности (в т.ч. значений максимальной и усредненной активной/реактивной мощности) по временным интервалам с сохранением профилей во внутренней памяти счетчика.

Обеспечивается одновременное ведение четырех независимых профилей мощности с программируемым временем интегрирования для каждого из профилей от 1 до 60 минут. В профилях фиксируются, в том числе, значения усредненных и максимальных на интервале величин активной мощности с учетом направления и реактивной мощности по квадрантам. Наибольшая глубина хранения для каждого из четырех фиксируемых счетчиком профилей мощности – не менее 420 суток при длительности интервала времени усреднения 60 минут.

Примечание – при меньшей, заданной в пределах от 1 до 60 минут, длительности интервала времени усреднения глубина хранения профиля будет в пропорциональное число раз меньше, например, при длительности интервала времени усреднения 30 минут глубина хранения профиля составит:

$$420 \text{ суток} * (30 \text{ минут}) / (60 \text{ минут}) = 210 \text{ суток.}$$

1.2.10 Счетчик может содержать в себе до четырех импульсных выходных интерфейсов, каждый из которых выполняет функцию электрического импульсного выходного устройства в соответствии с ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012. Указанные электрические интерфейсы счетчика выполнены с общим «нулем» (единым для всех четырех интерфейсов) и функционируют как четыре независимых друг от друга электрических импульсных выходных устройства.

1.2.11 Счетчик имеет дополнительное выходное реле, обеспечивающее дополнительную защиту от несанкционированного доступа или от воздействия на счетчик с целью изменения показаний.

Выходное реле имеет три контакта: «NC», «NO», «CN». В штатном режиме функционирования счетчика (в том числе, при наличии электропитания и при успешно пройденной самодиагностике) контакты «NC» и «CN» реле замкнуты, контакты «NO» и «CN» – разомкнут. При отключении электропитания счетчика и при обнаруженных ошибках самодиагностики контакты реле переходят в состояние: контакты «NC» и «CN» реле разомкнуты, контакты «NO» и «CN» – замкнуты.

Для подключения к цепям контактов «NC» и «NO» выходного реле имеются клеммы «NC», «NO» и «CN» («общий ноль») выходного реле, располагаемые под клеммной крышкой счетчика (к указанным клеммам должны подключаться внешние цепи контроля текущего состояния счетчика). При этом контакт «NC» реле замыкает цепь, подключенную к клеммам «NC» и «CN» («общий ноль») выходного реле, а контакт «NO» – цепь, подключенную к клеммам «NO» и «CN» («общий ноль») выходного реле. Общая схема функционирования контактов выходного реле приведена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Варианты состояний контактов выходного реле:
 а – прибор в отключенном состоянии (электропитание отсутствует);
 б – при штатном функционировании прибора

1.2.12 Счетчик имеет в себе функцию встроенных часов реального времени с погрешностью хода часов не более ± 1 секунды в сутки. Формат часов: часы, минуты, секунды, сотые доли. Формат даты: день, месяц, год.

При отсутствии внешнего электропитания счетчик обеспечивает возможность функционирования указанных часов реального времени в счетчике в течение не менее чем 30 суток.

Счетчик имеет синхронизацию встроенных часов реального времени от внешнего NTP-сервера/PTP-сервера (через интерфейс Ethernet счетчика по протоколу NTP или PTP (IEEE 1588)). Обеспечивается также возможность синхронизации встроенных часов реального времени счетчика, функционирующего в режиме контролируемой станции (КП) телемеханики (в соответствии со стандартом ГОСТ Р МЭК 60870) со временем контролирующей станции (ПУ) телемеханики:

- по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 (через интерфейс Ethernet);
- по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 (через интерфейс RS485).

При этом обеспечиваемая с использованием вышеуказанных механизмов синхронизации погрешность хода часов счетчика – не хуже ± 20 мс.

1.2.13 Счетчик имеет возможность:

а) настройки диапазона показаний через цифровые интерфейсы RS485, Ethernet, «оптопорт» (при наличии данного исполнения) с помощью программы-конфигуратора;

б) оперативного изменения яркости свечения цифровых индикаторов через цифровые интерфейсы RS485, Ethernet, «оптопорт» (при наличии данного исполнения) с помощью программы-конфигуратора и кнопок управления на передней панели.

1.2.14 Счетчик имеет возможность выбора вида отображаемых на индикаторах текущих параметров от кнопок управления на передней панели.

1.2.15 Пределы допускаемой основной погрешности измерений счетчиком показателей КЭ соответствуют значениям, приведенным в таблице 5.

1.2.16 Пределы допускаемой основной погрешности измерений счетчиком параметров режима и других электрических параметров, включая учет величин активной и реактивной энергии, соответствуют значениям, приведенным в таблице 6.

Таблица 5

Параметр	Диапазон измерений	Предел погрешности измерений ¹⁾
С.к.з. напряжения (U), В	(0... 200) % U _{ном}	$\gamma = \pm 0,1 \%$
Положительное отклонение напряжения ($\delta U_{(+)}$), % ²⁾	(0... 100) %	$\Delta = \pm 0,1$
Отрицательное отклонение напряжения ($\delta U_{(-)}$), % ²⁾	(0... 90) %	$\Delta = \pm 0,1$
Частота (f), Гц	(42,5... 57,5) Гц	$\Delta = \pm 0,01$
Отклонение частоты (Δf), Гц	(-7,5... 7,5) Гц	$\Delta = \pm 0,01$
Кратковременная доза фликера (P _{st}), отн.ед.	(0,2... 10)	$\delta = \pm 5 \%$
Длительная доза фликера (P _{lt}), отн.ед.	(0,2... 10)	$\delta = \pm 5 \%$
Коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения до 50 порядка (K _{U(n)}), % ³⁾	(0,05... 30)	$\Delta = \pm 0,05$ (K _{U(n)} < 1 %)
		$\delta = \pm 5,0 \%$ (1% ≤ K _{U(n)} < 30%)
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения (коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения) (K _U), %	(0,1... 30)	$\Delta = \pm 0,05$ (0,1% ≤ K _U < 1%)
		$\delta = \pm 5,0 \%$ (1% ≤ K _U < 30%)
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности (K _{2U}), %	(0... 20)	$\Delta = \pm 0,15$
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности (K _{0U}), %	(0... 20)	$\Delta = \pm 0,15$
Длительность провала напряжения ($\Delta t_{п}$), с	(0,02... 60) с	$\Delta = \pm 0,02$
Глубина провала напряжения ($\delta U_{п}$), %	(10... 99) %	$\Delta = \pm 0,2$
Длительность прерывания напряжения ($\Delta t_{пер}$), с	(0,02... 60) с	$\Delta = \pm 0,02$
Длительность временного перенапряжения ($\Delta t_{пер.}$), с	(0,02... 60) с	$\Delta = \pm 0,02$
Коэффициент временного перенапряжения (K _{пер}), отн.ед.	(1,1... 2,0)	$\Delta = \pm 0,002$
¹⁾ Обозначение погрешностей: Δ – абсолютная; δ , % – относительная; γ , % – приведенная		
²⁾ Относительно U _н равного номинальному U _н или согласованному U _{согл} значению напряжения по ГОСТ 32144		
³⁾ Номер гармонической подгруппы n от 2 до 50 порядка в соответствии с ГОСТ 30804.4.7		

Таблица 6

Параметр	Диапазон измерений	Предел погрешности измерений ¹⁾	Дополнительные условия
Установившееся отклонение напряжения, (δU_y), % ²⁾	(-90... 100)	$\Delta = \pm 0,1$	
Напряжение, меньшее номинала, U _{m(-)} , В ²⁾	(10... 100)% U _{ном}	$\gamma = \pm 0,1 \%$	
Напряжение, большее номинала, U _{m(+)} , В ²⁾	(100... 200)% U _{ном}	$\gamma = \pm 0,1 \%$	
С.к.з. напряжения основной частоты (U ₍₁₎), В	(10... 150) % U _{ном}	$\gamma = \pm 0,1 \%$	

Продолжение таблицы 6

Параметр	Диапазон измерений	Предел погрешности измерений ¹⁾	Дополнительные условия
С.к.з. напряжения с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка) ($U_{(1-50)}$), В ³⁾	$(0,1 \dots 2,0) U_{\text{НОМ}}$	$\gamma = \pm 0,1 \%$	
Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения с учетом влияния всех гармоник до 50 порядка ($K_{U(1-50)}$), %	$(0,1 \dots 30)$	$\Delta = \pm 0,05$	$0,1 \leq K_{U(1-50)} \leq 1$
		$\delta = \pm 5,0 \%$	$1 \leq K_{U(1-50)} \leq 30$
С.к.з. n-ой гармонической подгруппы напряжения (до 50 порядка) ($U_{\text{sg},n}$), В ³⁾⁵⁾	$(0 \dots 0,3) U_{\text{НОМ}}$	$\gamma = \pm 0,05 \%$	$U_{\text{sg},n} < 0,01 U_{\text{НОМ}}$
		$\delta = \pm 5 \%$	$U_{\text{sg},n} \geq 0,01 U_{\text{НОМ}}$
Суммарный коэффициент гармонических подгрупп напряжения (THDS _U), отн.ед.	$(0,001 \dots 0,3)$	$\Delta = \pm 0,0005$	$0,001 \leq \text{THDS}_U < 0,01$
		$\delta = \pm 5 \%$	$0,01 \leq \text{THDS}_U < 0,3$
С.к.з. m-ой интергармонической центрированной подгруппы напряжения (до 50 порядка) ($U_{\text{isg},n}$), В ⁴⁾⁶⁾	$(0 \dots 0,3) U_{\text{НОМ}}$	$\gamma = \pm 0,05 \%$	$U_{\text{isg},n} < 0,01 U_{\text{НОМ}}$
		$\delta = \pm 5$	$U_{\text{isg},n} \geq 0,01 U_{\text{НОМ}}$
		$\Delta = \pm 5$	$1 \leq K_{U(n)} < 5$
		$\Delta = \pm 10$	$0,2 \leq K_{U(n)} < 1$
Фазовый угол между 1-ой (составляющей основной частоты) и n-ой гармонической составляющей напряжения (до 50 порядка) ($\varphi_{U_{\text{sg},n}}$), ° ³⁾	$(-180^\circ \dots 180^\circ)$	$\Delta = \pm 1$	$K_{U(n)} \geq 5$
Угол фазового сдвига между напряжениями (фазными/линейными) основной частоты (φ_U), °	$(-180^\circ \dots 180^\circ)$	$\Delta = \pm 0,1$	$0,8 U_{\text{ф/л.НОМ}} \leq U_{\text{ф/л}} \leq 1,2 U_{\text{ф/л.НОМ}}$
Значение напряжения прямой последовательности (U_1), В	$(0,01 \dots 1,5) U_{\text{НОМ}}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	
Значение напряжения обратной последовательности (U_2), В	$(0,01 \dots 1,5) U_{\text{НОМ}}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	
Значение напряжения нулевой последовательности (U_0), В	$(0,01 \dots 1,5) U_{\text{НОМ}}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	
С.к.з. силы тока, (I), А	$(0 \dots 1,5) I_{\text{НОМ}}$	$\gamma = \pm 0,1 \%$	
С.к.з. силы тока с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка), ($I_{(1-50)}$), А ³⁾	$(0 \dots 1,5) I_{\text{НОМ}}$	$\gamma = \pm 0,1 \%$	
С.к.з. силы тока основной частоты, (I_1), А	$(0 \dots 1,5) I_{\text{НОМ}}$	$\gamma = \pm 0,1 \%$	
Коэффициент несимметрии тока по обратной последовательности, (K_{2I}), %	$(0 \dots 20)$	$\Delta = \pm 0,15$	
Коэффициент несимметрии тока по нулевой последовательности, (K_{0I}), %	$(0 \dots 20)$	$\Delta = \pm 0,15$	
С.к.з. n-ой гармонической подгруппы тока (до 50 порядка) ($I_{\text{sg},n}$), А ³⁾⁸⁾	$(0 \dots 0,3) I_{\text{НОМ}}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	$I_{\text{sg},n} < 0,03 I_{\text{НОМ}}$
		$\delta = \pm 5 \%$	$I_{\text{sg},n} \geq 0,03 I_{\text{НОМ}}$

Продолжение таблицы 6

Параметр	Диапазон измерений	Предел погрешности измерений ¹⁾	Дополнительные условия
С.к.з. m-ой интергармонической подгруппы тока (до 50 порядка) ($I_{\text{isg},m}$), А ^{4) 9)}	$(0...0,3) I_{\text{НОМ}}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	$I_{\text{isg},m} < 0,03 I_{\text{НОМ}}$
		$\delta = \pm 5 \%$	$I_{\text{isg},m} \geq 0,03 I_{\text{НОМ}}$
Угол фазового сдвига между 1-ой (составляющей основной частоты) и n-ой гармонической составляющей фазного тока ($\varphi_{\text{Isg},n}$), ° ³⁾	$(-180^\circ...180^\circ)$	$\Delta = \pm 1$	$K_{\text{I}(n)} \geq 5$
		$\Delta = \pm 5$	$1 \leq K_{\text{I}(n)} < 5$
		$\Delta = \pm 10$	$0,2 \leq K_{\text{I}(n)} < 1$
Угол фазового сдвига между фазными токами основной частоты (φ_{I}), °	$(-180^\circ...180^\circ)$	$\Delta = \pm 0,5$	$0,01 I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 I_{\text{НОМ}}$
Суммарный коэффициент гармонических подгрупп тока (THDS _I), отн.ед.	$(0,001...0,6)$		$0,001 \leq \text{THDS}_I < 0,03$
			$0,03 \leq \text{THDS}_I < 0,6$
Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока, (K_{I}), %	$(0,1...60)$	$\Delta = \pm 0,15$	$0,1 \leq K_{\text{I}} < 3$
		$\delta = \pm 5 \%$	$3 \leq K_{\text{I}} < 60$
Коэффициент n-ой гармонической составляющей тока до 50 порядка ($K_{\text{I}(n)}$), % ³⁾	$(0,05...30)$ $2 \leq n \leq 10$ $(0,05...20)$ $10 < n \leq 20$ $(0,05...10)$ $20 < n \leq 30$ $(0,05...5)$ $30 < n \leq 50$	$\Delta = \pm 0,15$	$K_{\text{I}(n)} < 3,0 \%$
		$\delta = \pm 5,0 \%$	$K_{\text{I}(n)} \geq 3,0 \%$
С.к.з. силы тока прямой последовательности (I_1), А	$(0...1,5) I_{\text{НОМ}}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	
С.к.з. силы тока обратной последовательности (I_2), А	$(0...1,5) I_{\text{НОМ}}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	
С.к.з. силы тока нулевой последовательности (I_0), А	$(0...1,5) I_{\text{НОМ}}$	$\gamma = \pm 0,15 \%$	
Угол фазового сдвига между n-ми гармоническими составляющими напряжения и тока (до 50 порядка) ($\varphi_{\text{UI}(n)}$), ° ³⁾	$(-180^\circ...180^\circ)$	$\Delta = \pm 3$	$0,5 I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 I_{\text{НОМ}}$ $K_{\text{I}(n)} \geq 5, K_{\text{U}(n)} \geq 5$
		$\Delta = \pm 5$	$0,5 I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 I_{\text{НОМ}}$ $1 \leq K_{\text{I}(n)} < 5$ $1 \leq K_{\text{U}(n)} < 5$
		$\Delta = \pm 5$	$0,1 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,5 I_{\text{НОМ}}$ $K_{\text{I}(n)} \geq 5$ $K_{\text{U}(n)} \geq 5$
Угол фазового сдвига между напряжением и током основной частоты (φ_{UI}), °	$(-180^\circ...180^\circ)$	$\Delta = \pm 0,5$	$0,8 U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 U_{\text{НОМ}}$ $0,1 I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 I_{\text{НОМ}}$
		$\Delta = \pm 5$	$0,8 U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 U_{\text{НОМ}}$ $0,01 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 I_{\text{НОМ}}$
Угол фазового сдвига между напряжением и током прямой последовательности (φ_{UIII}), °	$(-180^\circ...180^\circ)$	$\Delta = \pm 0,5$	$0,8 U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 U_{\text{НОМ}}$ $0,1 I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2 I_{\text{НОМ}}$
		$\Delta = \pm 5$	$0,8 U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 U_{\text{НОМ}}$ $0,01 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 I_{\text{НОМ}}$

Продолжение таблицы 6

Параметр	Диапазон измерений	Предел погрешности измерений ¹⁾	Дополнительные условия
Угол фазового сдвига между напряжением и током обратной последовательности (φ_{U2I2}), °	(-180°...180°)	$\Delta = \pm 0,5$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,1 I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 I_{НОМ}$
		$\Delta = \pm 5$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,01 I_{НОМ} \leq I < 0,1 I_{НОМ}$
Угол фазового сдвига между напряжением и током нулевой последовательности (φ_{U0I0}), °	(-180°...180°)	$\Delta = \pm 0,5$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,1 I_{НОМ} \leq I \leq 1,2 I_{НОМ}$
		$\Delta = \pm 5$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,01 I_{НОМ} \leq I < 0,1 I_{НОМ}$
Активная мощность (P), Вт	(0,01...1,5) $U_{НОМ} I_{НОМ}$	$\delta = \pm 0,4 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,01 I_{НОМ} \leq I < 0,05 I_{НОМ}$ $K_P = 1$, где $K_P = P/S$
		$\delta = \pm 0,2 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,05 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$ $K_P = 1$
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,02 I_{НОМ} \leq I < 0,1 I_{НОМ}$ $K_P = 0,5$ (инд.) $K_P = 0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,3 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,1 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$ $K_P = 0,5$ (инд.) $K_P = 0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,1 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$ $K_P = 0,25$ (инд.) $K_P = 0,5$ (емк.)
Активная мощность с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка), ($P_{(1-50)}$), Вт ³⁾	(0,01...1,5) $U_{НОМ} I_{НОМ}$	$\delta = \pm 0,4 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,01 I_{НОМ} \leq I < 0,05 I_{НОМ}$ $K_P = 1$, где $K_P = P/S$
		$\delta = \pm 0,2 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,05 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$ $K_P = 1$
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,02 I_{НОМ} \leq I < 0,1 I_{НОМ}$ $K_P = 0,5$ (инд.) $K_P = 0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,3 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,1 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$ $K_P = 0,5$ (инд.) $K_P = 0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,1 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$ $K_P = 0,25$ (инд.) $K_P = 0,5$ (емк.)

Продолжение таблицы 6

Параметр	Диапазон измерений	Предел погрешности измерений ¹⁾	Дополнительные условия
Активная мощность основной частоты, (P ₁), Вт	(0,01...1,5) U _{НОМ} I _{НОМ}	δ = ±0,4 %	0,8 U _{НОМ} ≤ U ≤ 1,2 U _{НОМ} 0,01 I _{НОМ} ≤ I < 0,05 I _{НОМ} K _P = 1, где K _P = P/S
		δ = ±0,2 %	0,8 U _{НОМ} ≤ U ≤ 1,2 U _{НОМ} 0,05 I _{НОМ} ≤ I < 1,5 I _{НОМ} K _P = 1
		δ = ±0,5 %	0,8 U _{НОМ} ≤ U ≤ 1,2 U _{НОМ} 0,02 I _{НОМ} ≤ I < 0,1 I _{НОМ} K _P = 0,5 (инд.) K _P = 0,8 (емк.)
Активная мощность основной частоты, (P ₁), Вт	(0,01...1,5) U _{НОМ} I _{НОМ}	δ = ±0,3 %	0,8 U _{НОМ} ≤ U ≤ 1,2 U _{НОМ} 0,1 I _{НОМ} ≤ I < 1,5 I _{НОМ} K _P = 0,5 (инд.) K _P = 0,8 (емк.)
		δ = ±0,5 %	0,8 U _{НОМ} ≤ U ≤ 1,2 U _{НОМ} 0,1 I _{НОМ} ≤ I < 1,5 I _{НОМ} K _P = 0,25 (инд.) K _P = 0,5 (емк.)
Активная мощность n-й гармонической составляющей (до 50 порядка) (P _(n)), Вт ³⁾	(0,003...0,1)U _{НОМ} I _{НОМ}	δ = ±10 %	K _{I(n)} ≥ 5 K _{U(n)} ≥ 5
Активная мощность прямой последовательности, (P ₁₍₁₎), Вт	(0,01...1,5) U _{НОМ} I _{НОМ}	δ = ±0,5 %	
Активная мощность обратной последовательности, (P ₂₍₁₎), Вт	(0,01...1,5) U _{НОМ} I _{НОМ}	δ = ±0,5 %	
Активная мощность нулевой последовательности, (P ₀₍₁₎), Вт	(0,01...1,5) U _{НОМ} I _{НОМ}	δ = ±0,5 %	
Реактивная мощность (Q), вар	(0,01...1,5)U _{НОМ} I _{НОМ}	δ = ±1,5 %	0,8 U _{НОМ} ≤ U ≤ 1,2 U _{НОМ} 0,02I _{НОМ} ≤ I < 0,05 I _{НОМ} sin φ _{UI} = 1
		δ = ±1,0 %	0,8 U _{НОМ} ≤ U ≤ 1,2 U _{НОМ} 0,05I _{НОМ} ≤ I < 1,5 I _{НОМ} sin φ _{UI} = 1
		δ = ±1,5 %	0,8 U _{НОМ} ≤ U ≤ 1,2 U _{НОМ} 0,05I _{НОМ} ≤ I < 0,1 I _{НОМ} sin φ _{UI} = 0,5
		δ = ±1,0 %	0,8 U _{НОМ} ≤ U ≤ 1,2 U _{НОМ} 0,1I _{НОМ} ≤ I < 1,5 I _{НОМ} sin φ _{UI} = 0,5
		δ = ±1,5 %	0,8 U _{НОМ} ≤ U ≤ 1,2 U _{НОМ} 0,1 I _{НОМ} ≤ I < 1,5 I _{НОМ} sin φ _{UI} = 0,25

Продолжение таблицы 6

Параметр	Диапазон измерений	Предел погрешности измерений ¹⁾	Дополнительные условия
Реактивная мощность с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка) ($Q_{(1-50)}$), вар ³⁾	$(0,01 \dots 1,5)U_{НОМ} I_{НОМ}$	$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,02 I_{НОМ} \leq I < 0,05 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 1$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,05 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 1$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,05 I_{НОМ} \leq I < 0,1 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,1 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,1 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,25$
Реактивная мощность основной частоты ($Q_{(1)}$), вар	$(0,01 \dots 1,5)U_{НОМ} I_{НОМ}$	$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,02 I_{НОМ} \leq I < 0,05 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 1$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,05 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 1$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,05 I_{НОМ} \leq I < 0,1 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,1 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,1 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,25$
Реактивная мощность n-ой гармонической составляющей, ($Q_{(n)}$), вар ³⁾	$(0,003 \dots 0,1)U_{НОМ} I_{НОМ}$	$\delta = \pm 10 \%$	$K_{I(n)} \geq 5$ $K_{U(n)} \geq 5$
Реактивная мощность прямой последовательности, ($Q_{1(1)}$), вар	$(0,01 \dots 1,5)U_{НОМ} I_{НОМ}$	$\delta = \pm 5 \%$	
Реактивная мощность обратной последовательности, ($Q_{2(1)}$), вар	$(0,01 \dots 0,1)U_{НОМ} I_{НОМ}$	$\delta = \pm 5 \%$	
Реактивная мощность нулевой последовательности, ($Q_{0(1)}$), вар	$(0,01 \dots 0,1)U_{НОМ} I_{НОМ}$	$\delta = \pm 5 \%$	
Полная мощность, S, В·А	$(0,01 \dots 1,5)U_{НОМ} I_{НОМ}$	$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,01 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$
Полная мощность с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка), ($S_{(1-50)}$), В·А ³⁾	$(0,01 \dots 1,5)U_{НОМ} I_{НОМ}$	$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,01 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$
Полная мощность основной частоты, ($S_{(1)}$), В·А	$(0,01 \dots 1,5)U_{НОМ} I_{НОМ}$	$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,01 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$

Продолжение таблицы 6

Параметр	Диапазон измерений	Предел погрешности измерений ¹⁾	Дополнительные условия
Полная мощность n-й гармонической составляющей, $(S_{(n)})$, В·А	$(0,003 \dots 0,1)U_{\text{НОМ}} I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 10 \%$	$K_{I(n)} \geq 5$ $K_{U(n)} \geq 5$
Полная мощность прямой последовательности, $(S_{1(1)})$, В·А	$(0,01 \dots 1,5)U_{\text{НОМ}} I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 5 \%$	
Полная мощность обратной последовательности, $(S_{2(1)})$, В·А	$(0,01 \dots 0,1)U_{\text{НОМ}} I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 5 \%$	
Полная мощность нулевой последовательности, $(S_{0(1)})$, В·А	$(0,01 \dots 0,1)U_{\text{НОМ}} I_{\text{НОМ}}$	$\delta = \pm 5 \%$	
Коэффициент мощности, $K_M(\cos \varphi)$, отн. ед.	$(-1 \dots 1)$	$\Delta = \pm 0,01$	$0,8 U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 U_{\text{НОМ}}$ $0,01 I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,5 I_{\text{НОМ}}$
Активная энергия, W_p , кВт·ч		$\delta = \pm 0,4 \%$	$0,8 U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 U_{\text{НОМ}}$ $0,01 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 I_{\text{НОМ}}$ $K_p = 1$, где $K_p = P/S$
		$\delta = \pm 0,2 \%$	$0,8 U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 U_{\text{НОМ}}$ $0,05 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 I_{\text{НОМ}}$ $K_p = 1$
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 U_{\text{НОМ}}$ $0,02 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 I_{\text{НОМ}}$ $K_p = 0,5$ (инд.) $K_p = 0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,3 \%$	$0,8 U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 U_{\text{НОМ}}$ $0,1 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 I_{\text{НОМ}}$ $K_p = 0,5$ (инд.) $K_p = 0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 U_{\text{НОМ}}$ $0,1 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 I_{\text{НОМ}}$ $K_p = 0,25$ (инд.) $K_p = 0,5$ (емк.)
Активная энергия первой гармоники, $W_{p(1)}$, кВт·ч		$\delta = \pm 0,4 \%$	$0,8 U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 U_{\text{НОМ}}$ $0,01 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 I_{\text{НОМ}}$ $K_p = 1$, где $K_p = P/S$
		$\delta = \pm 0,2 \%$	$0,8 U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 U_{\text{НОМ}}$ $0,05 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 I_{\text{НОМ}}$ $K_p = 1$
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 U_{\text{НОМ}}$ $0,02 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 I_{\text{НОМ}}$ $K_p = 0,5$ (инд.) $K_p = 0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,3 \%$	$0,8 U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 U_{\text{НОМ}}$ $0,1 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 I_{\text{НОМ}}$ $K_p = 0,5$ (инд.) $K_p = 0,8$ (емк.)
		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 U_{\text{НОМ}} \leq U \leq 1,2 U_{\text{НОМ}}$ $0,1 I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,5 I_{\text{НОМ}}$ $K_p = 0,25$ (инд.) $K_p = 0,5$ (емк.)
Активная энергия прямой последовательности, $W_{p1(1)}$, кВт·ч		$\delta = 5 \%$	

Окончание таблицы 6

Параметр	Диапазон измерений	Предел погрешности измерений ¹	Дополнительные условия
Реактивная энергия, W_Q , квар·ч		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,02 I_{НОМ} \leq I < 0,05 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 1$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,05 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 1$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,05 I_{НОМ} \leq I < 0,1 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,5$
Реактивная энергия, W_Q , квар·ч		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,1 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,1 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,25$
Реактивная энергия первой гармоники, $W_{Q(1)}$, квар·ч		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,02 I_{НОМ} \leq I < 0,05 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 1$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,05 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 1$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,05 I_{НОМ} \leq I < 0,1 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,0 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,1 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,5$
		$\delta = \pm 1,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,1 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$ $\sin \varphi_{UI} = 0,25$
Реактивная энергия прямой последовательности, $W_{Q(1)}$, квар·ч		$\delta = \pm 5 \%$	
Полная энергия, W_S , кВ·А·ч		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,01 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$
Полная энергия первой гармоники, $W_{S(1)}$, кВ·А·ч		$\delta = \pm 0,5 \%$	$0,8 U_{НОМ} \leq U \leq 1,2 U_{НОМ}$ $0,01 I_{НОМ} \leq I < 1,5 I_{НОМ}$
Полная энергия прямой последовательности, $W_{S(1)}$, кВ·А·ч		$\delta = \pm 5 \%$	

¹⁾ Обозначение погрешностей: Δ – абсолютная; δ , % – относительная; γ , % – приведенная

²⁾ Относительно U_n равного номинальному $U_{НОМ}$ или согласованному $U_{согл}$ значению напряжения по ГОСТ 32144

³⁾ Номер гармонической подгруппы n от 2 до 50 в соответствии с ГОСТ 30804.4.7

⁴⁾ Номер интергармонической подгруппы m от 1 до 49 в соответствии с ГОСТ 30804.4.7

⁵⁾ Среднеквадратическое значение напряжения гармонических составляющих $U_{(n)}$

⁶⁾ Среднеквадратическое значение напряжения интергармонических составляющих $U_{(h)}$

⁷⁾ Пределы допускаемой приведенной погрешности в диапазоне измерения $(0 \dots 1,5) \cdot I_{НОМ}$

⁸⁾ Среднеквадратическое значение n -й гармонической составляющей тока $I_{(n)}$

⁹⁾ Среднеквадратическое значение h -й интергармонической составляющей тока $I_{(h)}$

1.2.17 Счетчик обеспечивает задание требуемых диапазонов измерений ПКЭ и электрических параметров с учетом коэффициентов трансформации по напряжению и по току измерительных трансформаторов напряжения и тока (в случае подключения счетчика к первичной измеряемой сети через указанные измерительные трансформаторы).

1.2.18 Задание коэффициента трансформации по напряжению $k_{ТН} = U'_{НОМ} / U_{НОМ}$ (где $U'_{НОМ}$ – номинальное первичное напряжение ТН; $U_{НОМ}$ – номинальное вторичное напряжение ТН, эквивалентное номинальному напряжению измерительных входов напряжения счетчика) обеспечивается в диапазоне величин $U'_{НОМ}$, в том числе в диапазоне величин $U'_{НОМ}$, требуемых по ГОСТ 1983-2001 (от 0,38 кВ до 750 кВ).

1.2.19 Задание коэффициента трансформации по току $k_{ТТ} = I'_{НОМ} / I_{НОМ}$ (где $I'_{НОМ}$ – номинальный первичный ток ТТ; $I_{НОМ}$ – значение номинального вторичного тока ТТ, эквивалентное номинальному току измерительных входов тока счетчика) обеспечивается в диапазоне величин $I'_{НОМ}$, в том числе в диапазоне величин $I'_{НОМ}$, требуемых по ГОСТ 7746-2015 (диапазон от 1 до 40000 А).

1.2.20 Напряжения питания счетчика соответствует значениям, приведенным в таблице 7.

Счетчик имеет резервный вход питания, аналогичный по характеристикам с основным входом питания (таблица 7).

Таблица 7

Условное обозначение напряжения питания		Напряжение питания
основного	220ВУ	от 90 до 264 В переменного тока частотой $(50 \pm 0,5)$ Гц или от 130 до 370 В постоянного тока
резервного	«РЕЗЕРВ»	

1.2.21 Счетчик не превышает величины предела допускаемой основной погрешности измерения соответствующего параметра (таблицы 5, 6) при изменении частоты входного сигнала от 42,5 до 57,5 Гц.

1.2.22 Счетчик является тепло- и холодоустойчивым в диапазоне температур от минус 40 до плюс 55 °С, при этом пределы допускаемой

дополнительной погрешности измерений ПКЭ и электрических параметров при изменении температуры окружающей среды в интервале рабочих температур для соответствующего показателя КЭ либо электрического параметра не превышают 0,5 предела допускаемой основной погрешности измерения соответствующего параметра (таблицы 5 и 6) на каждые 10 °С отклонения температуры окружающей среды от температуры нормальных условий применения.

1.2.23 Счетчик является влагоустойчивым, т.е. пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений ПКЭ и электрических параметров при изменении относительной влажности воздуха от нормальной (30–80) до 90 % при температуре 30 °С для соответствующего показателя КЭ или электрического параметра не превышают величины предела допускаемой основной погрешности измерения соответствующего параметра (таблицы 5, 6).

1.2.24 Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений ПКЭ и электрических параметров, обусловленной воздействием внешнего однородного постоянного или переменного (синусоидального изменяющегося во времени) магнитного поля напряженностью до 0,4 кА/м при самом неблагоприятном направлении и фазе магнитного поля, для соответствующего показателя КЭ или электрического параметра не превышают 0,5 предела допускаемой основной погрешности измерения соответствующего параметра (таблицы 5, 6).

1.2.25 Величины погрешностей измерений ПКЭ и электрических параметров при изменении параметров напряжения внешнего электропитания счетчика в нормальных условиях применения не должны превышать пределов допускаемой основной погрешности для соответствующих параметров, приведенных в таблицах 5 или 6.

1.2.26 Счетчик обеспечивает учет величин активной и реактивной энергии (по таблице 3) с величинами основной погрешности, не превышающими соответствующих пределов основной погрешности в соответствии с таблицами 8 и 9.

Таблица 8 – Пределы основной погрешности счетчика активной энергии

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы допускаемой основной погрешности, %
$0,01 I_{НОМ} \leq I < 0,05 I_{НОМ}$	1,00	$\pm 0,4$
$0,05 I_{НОМ} \leq I \leq 1,5 I_{НОМ}$		$\pm 0,2$
$0,02 I_{НОМ} \leq I < 0,1 I_{НОМ}$	0,5 (при индуктивной нагрузке), 0,8 (при емкостной нагрузке)	$\pm 0,5$
$0,1 I_{НОМ} \leq I \leq 1,5 I_{НОМ}$		$\pm 0,3$
$0,1 I_{НОМ} \leq I \leq 1,5 I_{НОМ}$	0,25 (при индуктивной нагрузке), 0,5 (при емкостной нагрузке)	$\pm 0,5$

Таблица 9 – Пределы основной погрешности счетчика реактивной энергии

Значение тока	Коэффициент $\sin \varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой основной погрешности, %
$0,02 I_{НОМ} \leq I < 0,05 I_{НОМ}$	1,00	$\pm 1,5$
$0,05 I_{НОМ} \leq I \leq 1,5 I_{НОМ}$		$\pm 1,0$
$0,05 I_{НОМ} \leq I < 0,1 I_{НОМ}$	0,50	$\pm 1,5$
$0,1 I_{НОМ} \leq I \leq 1,5 I_{НОМ}$		$\pm 1,0$
$0,1 I_{НОМ} \leq I \leq 1,5 I_{НОМ}$	0,25	$\pm 1,5$

1.2.27 Пределы дополнительной погрешности величин активной и реактивной энергии, вызванной отклонением температуры окружающей среды от нормальной (плюс 20 ± 2 °С), не превышают величин соответствующих пределов, указанных в таблицах 10 и 11.

Таблица 10 – Пределы дополнительной погрешности счетчика активной энергии

Значение тока	Коэффициент мощности	Средний температурный коэффициент ¹ , %/К, не более
$0,05 I_{НОМ} \leq I \leq 1,5 I_{НОМ}$	1,0	$\pm 0,01$
$0,1 I_{НОМ} \leq I \leq 1,5 I_{НОМ}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	$\pm 0,02$

¹ По ГОСТ 31819.22-2012

Таблица 11 – Пределы дополнительной погрешности счетчика реактивной энергии

Значение тока	Коэффициент $\sin \varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Средний температурный коэффициент ¹ , %/К, не более
$0,05 I_{НОМ} \leq I \leq 1,5 I_{НОМ}$	1,0	$\pm 0,05$
$0,1 I_{НОМ} \leq I \leq 1,5 I_{НОМ}$	0,5	$\pm 0,07$

¹ По ГОСТ 31819.23-2012

1.2.28 Мощность, потребляемая счетчиком от источника внешнего электропитания, во всех режимах функционирования счетчика не превышает:

– 10 В·А (полная мощность) при питании от источника однофазного переменного тока 50 Гц;

– 10 Вт при питании от источника постоянного тока.

1.2.29 Входное сопротивление и мощность, потребляемая счетчиком по каждой параллельной измерительной цепи (цепи измерения фазного напряжения) соответствуют таблице 12.

Таблица 12

Модификация счетчика	Входное сопротивление, не менее, МОм	Мощность, потребляемая по измерительной цепи, не более *, В·А
b = 100В ($U_{л.ном} = 100$ В)	0,4	0,05
b = 400В ($U_{л.ном} = 400$ В)	1,6	0,20
* Для величин сигналов напряжения в соответствии с таблицей 4		

1.2.30 Входное сопротивление и мощность, потребляемая счетчиком по каждой последовательной измерительной цепи (цепи измерения тока фазы) соответствует таблице 13.

Таблица 13

Модификация счетчика	Входное сопротивление, не более, Ом	Мощность, потребляемая по измерительной цепи, не более *, В·А
c = 1А ($I_{ф.ном} = 1$ А)	0,02	0,05
c = 5А ($I_{ф.ном} = 5$ А)	0,02	0,5
* Для величин сигналов тока в соответствии с таблицей 4		

1.2.31 Электрическое сопротивление изоляции счетчика между цепями, указанными в таблице 14:

- в нормальных условиях применения счетчика – не менее 20 МОм;
- при температуре окружающего воздуха до плюс 55°C и относительной влажности воздуха не более 80 % – не менее 7 МОм;
- при температуре окружающего воздуха (20 ± 5) °С и относительной влажности воздуха до 90 % – не менее 7 МОм.

1.2.32 Электрическая изоляция цепей счетчика выдерживает при нормальных условиях применения в течение 1 мин действие приложенного

между цепями испытательного напряжения переменного тока практически синусоидальной формы с частотой (50 ± 2) Гц с действующим значением напряжения в соответствии с таблицей 14.

Таблица 14

Точки приложения испытательного напряжения	Входной сигнал, В	Величина испытательного напряжения, кВ
Между измерительными цепями тока отдельных фаз	100	2
	400	4
Между измерительными цепями тока (отдельных фаз) и измерительными цепями напряжения	100	2
	400	4
Между измерительными цепями тока (отдельных фаз) и цепями информационных интерфейсов Ethernet 10BASE-TX/100BASE-TX(FX) и/или RS485	100	2
	400	4
Между измерительными цепями напряжения и цепями информационных интерфейсов Ethernet 10BASE-TX/100BASE-TX(FX) и/или RS485	100	2
	400	4
Между цепями информационных интерфейсов Ethernet 10BASE-TX/100BASE-TX(FX) и RS485	100/400	2
Между всеми цепями счетчика и корпусом (при этом будет обеспечиваться испытание оптопорта и оптического импульсного выхода)	-	4

1.2.33 Счетчики являются тепло-, холодо-, влагопрочными, т.е. сохраняют свои характеристики после воздействия на них температуры от минус 50 до плюс 55 °С и относительной влажности воздуха не более 90 % при температуре плюс 30 °С, соответствующих предельным условиям транспортирования.

1.2.34 По устойчивости к механическим воздействиям счетчик является виброустойчивым и вибропрочным, группа N1 по ГОСТ Р 52931-2008, т.е. устойчив и прочен к воздействию синусоидальной вибрации в диапазоне частот от 10 до 55 Гц, максимальное ускорение от 2 до 30 м/с².

1.2.35 Счетчик является ударопрочным, т.е. сохраняет свои характеристики при воздействии:

- механических ударов одиночного действия: максимальное ускорение 300 м/с², длительность импульса 6 мс, число ударов по каждому направлению воздействия 3;

- механических ударов многократного действия: число ударов в минуту от 10 до 50, максимальное ускорение 100 м/с^2 , длительность импульса 16 мс, число ударов по каждому направлению воздействия – 1000.

1.2.36 Счетчик обладает прочностью при транспортировании, т.е. выдерживает без повреждений в течение 1 часа транспортную тряску с ускорением 30 м/с^2 , частотой от 80 до 120 ударов в минуту.

1.2.37 По защищенности от воздействия твердых тел со стороны передней панели счетчик соответствует коду IP51 по ГОСТ 14254-2015.

1.2.38 Требования к электромагнитной совместимости

1.2.38.1 Счетчик удовлетворяет требованиям, предъявляемым по электромагнитной совместимости в соответствии с ГОСТ Р 51317.6.5-2006 для оборудования класса А. Помехоустойчивость счетчика удовлетворяет критерию качества функционирования А по ГОСТ Р 51317.6.5-2006.

1.2.38.2 Уровень промышленных помех, создаваемых счетчиками при функционировании во всех режимах, не превышает значений, установленных в ГОСТ 30805.22-2013 для оборудования класса А.

1.2.38.3 Счетчик устойчив к воздействию радиочастотного электромагнитного поля по степени жесткости 3 по критерию качества функционирования А в соответствии с ГОСТ 30804.4.3-2013.

1.2.39 Требования к конструкции

1.2.39.1 Габаритные размеры счетчика соответствуют требованиям ГОСТ 5944-91.

Габаритные размеры (с установленной крышкой клеммного блока) и масса счетчика соответствуют значениям, приведенным в таблице 15.

Таблица 15

Исполнение счетчика	Габаритные размеры, мм, не более	Масса, кг, не более
ЩМК120СП	173×290×88*	2,0
* С установленной на заднюю панель прибора прозрачной защитной крышкой (входящей в комплект поставки прибора)		

1.2.39.2 Внешние подключения выполняются при помощи винтовых клемм, обеспечивающих подключение медных или алюминиевых проводов сечением до 4,0 мм².

1.2.404 Требования к надежности

1.2.40.1 Норма средней наработки на отказ счетчика не менее 250000 ч в условиях эксплуатации.

1.2.40.2 Средний срок службы не менее 25 лет.

1.2.40.3 Счетчик относится к восстанавливаемым, ремонтируемым изделиям. Ремонт выполняется предприятием-изготовителем либо может выполняться на месте эксплуатации счетчика уполномоченными сотрудниками предприятия-изготовителя.

Среднее время восстановления работоспособного состояния счетчика не более 2 ч.

1.2.41 Защита информации

1.2.41.1 Счетчик обеспечивает программно-аппаратную защиту от несанкционированного доступа к информации и управлению счетчиком.

1.2.41.2 Аппаратная защита обеспечивается установкой двух независимых пломб на крышке с целью ограничения доступа ко всем функциональным узлам счетчика.

1.3 Устройство и принцип работы

1.3.1 Конструктивно счетчики выполнены в корпусе для щитового монтажа. Общий вид, габаритные и установочные размеры приведены в приложении Б.

1.3.1.1 Корпус выполнен из пластмассы и состоит из основания и лицевой (передней) панели. Для защиты от случайных прикосновений к доступным частям, счетчик укомплектован защитной крышкой, поставляемой в комплекте.

В углубление передней части основания корпуса устанавливается лицевая панель с прозрачным окном, через который видны семимегментные цифровые индикаторы, предназначенные для отображения значений измеряемых параметров электрической сети, и маленькими окошками, через которые подсветкой единичными индикаторами отображается дополнительная информация (работа интерфейса, подсвечивается приставка к единице измерения и т.д.). На панели указаны все необходимые технические данные и обозначение кнопок управления режимами работы.

1.3.1.2 Все компоненты расположены на соединенных между собой печатных платах: модуль полевой (плата интерфейсов), модуль медный (сетевой)/оптический, модуль вычислительный, платы индикации, модуль упорный (соединительный), модуль задний, модуль АЦП.

На плате интерфейсов расположены разъемы для интерфейсов RS485. Интерфейсы Ethernet расположены на модуле медном/оптическом (в зависимости от исполнения). Клеммы питания и входных сигналов расположены на модуле заднем. Модуль АЦП содержит измерительную часть счетчика. На платах индикации расположены единичные и цифровые семисегментные индикаторы.

Платы крепятся между собой штыревыми разъемными соединениями.

Счетчик для установки на щите имеют комплект монтажных частей. Размеры выреза в щите приведены в приложении Б.

1.3.1.3 На передней панели счетчика расположены:

- один ряд из восьми цифровых семисегментных индикаторов – для отображения текущей величины накопительного итога счетчика электроэнергии по выбранной электроэнергии и выбранному тарифу (или суммарно по всем тарифам), а также иных измеренных и системных параметров

- одиночный семисегментный индикатор – для отображения номера текущего выбранного для отображения тарифа;

- буквенные и графические символы, с подсветкой единичными светодиодными индикаторами, для отображения типа и размерности отображаемых на лицевой панели величин, флагов текущего состояния первичной измеряемой сети и текущих характеристик нагрузки, единиц измерения, отличительных индексов и знаков отображаемых параметров.

- кнопки – для регулировки яркости свечения индикаторов и/или выбора отображаемых параметров и управления режимами учета.

- оптопорт.

1.3.1.4 На счетчике расположены разъемы для подключения к измерительным цепям, к цепям питания и цепям интерфейсов.

1.3.1.5 Внешние соединения счетчика

Подключение к счетчику внешних устройств определяется назначением контактов разъемов. Схемы подключения приведены в приложении В.

В счетчике клеммная крышка снабжена тампером открытия, в случае снятия клеммной крышки со счетчика факт снятия крышки фиксируется в журнале событий (при наличии электропитания счетчика). Также в журнале событий (при наличии электропитания счетчика) фиксируется факт установки клеммной крышки на счетчик (включая отметку календарного времени наступления указанного события).

Источники входных сигналов измеряемого напряжения подключаются к контактам 2, 5, 8, 10. Источники входных сигналов измеряемого тока подключаются к соответствующим парам контактов «I₁», «I₂», «I₃» (приложение В).

Счетчик имеет разъемы для подключения к раздельным источникам электропитания (основной и резервный/вспомогательный). Каждый из указанных разъемов имеет пару контактов (21,22 и 23,24) для подключения к источнику питания. При наличии подключения счетчика одновременно к двум источникам питания, электропитание счетчика в каждый момент времени может осуществляться только от одного из указанных источников (основного либо резервного/вспомогательного), либо одновременно от двух источников. При этом для нормального функционирования счетчика требуется, чтобы значения параметров напряжения электропитания хотя бы по одному из входов электропитания соответствовали приведенным в таблице 7.

Контакт « \perp » – контакт защитного заземления.

К контактам «Т» и «R» подключаются соответственно интерфейсные линии связи Ethernet («optics», «оптика»). Интерфейсные линии связи медного Ethernet («copper», «витая пара») подключаются к разъему 10/100BASE-T.

1.3.1.6 Счетчик обеспечивает проведение измерений при подключении к трехфазным трехпроводным, трехфазным четырехпроводным и однофазным двухпроводным сетям и системам электроснабжений. Соответствующие схемы подключения приведены в приложении В.

Подключение однофазного двухпроводного счетчика выполняется аналогично подключению по схеме трехфазного четырехпроводного счетчика при подключении напряжения и тока только фазы А.

ВНИМАНИЕ! ПРИ 2-Х ЭЛЕМЕНТНОМ ПОДКЛЮЧЕНИИ ТЕХНИЧЕСКИ НЕВОЗМОЖНО ПРОВЕДЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ ФАЗНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ НАПРЯЖЕНИЯ И МОЩНОСТИ, ПРИ ЭТОМ ЛИНЕЙНЫЕ (МЕЖФАЗНЫЕ) И СУММАРНЫЕ ТРЕХФАЗНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ВЫЧИСЛЯЮТСЯ И ПРЕДОСТАВЛЯЮТСЯ ЧЕРЕЗ КОММУНИКАЦИОННЫЕ ИНТЕРФЕЙСЫ В ПОЛНОМ ОБЪЕМЕ И НА ЛИЦЕВОЙ ПАНЕЛИ СЧЕТЧИКОВ.

1.3.2 Принцип работы

Функциональная структурная схема приведена на рисунке Г.1 приложения Г.

Принцип действия счетчика включает в себя аналого-цифровые преобразования входных аналоговых сигналов тока и напряжения с последующей математической и алгоритмической обработкой измеренных величин. Полученные результаты, включая результаты измерений, отображаются на экран счетчика (при его наличии), сохраняются во внутренней памяти счетчика и передаются через коммуникационные интерфейсы счетчика.

1.4 Маркировка

1.4.1 На лицевой панели счетчика приведена маркировка, включающая в себя:

- обозначение типа счетчика;
- товарный знак предприятия-изготовителя;
- знак утверждения типа согласно ПР 50.2.107-2009;
- единый знак обращения Таможенного союза.

1.4.2 На корпус счетчика также нанесены следующие данные:

- обозначение двойной (усиленной) изоляции;
- обозначение испытательного напряжения изоляции по ГОСТ 23217-78;
- номинальные значения измеряемых входных сигналов тока и напряжения (частота; действующие значения тока и фазного/линейного напряжения) и/или коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов тока/напряжения, используемых совместно со счетчиком;
- обозначение обеспечиваемых классов точности учета активной и реактивной электроэнергии и передаточного числа по умолчанию (установленного предприятием-изготовителем);
- обозначение поддерживаемого счетчиком класса измерений ПКЭ в соответствии с ГОСТ 30804.4.30-2013 (класс А);

– знак соответствия при обязательной сертификации по ГОСТ Р 50460-92;

– **класс защиты прибора (IP) ??.**

Примечание – Установленное по умолчанию передаточное число может быть изменено в процессе переконфигурирования прибора (осуществляемым, например, посредством подключения к прибору через Web-интерфейс).

1.4.3 Дата выпуска указывается на корпусе счетчика.

1.4.4 Счетчик, прошедший приемо-сдаточные испытания и первичную поверку предприятия-изготовителя, имеют клеймо поверителя и клеймо отдела технического контроля.

1.4.5 При переконфигурировании счетчика, связанного с изменением диапазонов показаний, разрешается изменять значения соответствующих коэффициентов трансформации путем корректировки этикетки на корпусе счетчика, содержащей указанные значения, и внесения необходимых записей в паспорт счетчика.

При изменении установленных значений необходимо на этикетке и в паспорте производить отметку, содержащую дату изменения, должность и подпись ответственного исполнителя.

2 СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ, ИНСТРУМЕНТЫ И ПРИНАДЛЕЖНОСТИ

2.1 Для контроля, регулирования (настройки), выполнения работ по текущему ремонту должны применяться следующие технические средства:

– установка для проверки электрической прочности изоляции с испытательным напряжением до 3 кВ синусоидальной формы, частотой 50 Гц, мощностью не менее 0,25 кВ·А, погрешностью испытательного напряжения не более $\pm 10\%$;

– мегомметр с верхним пределом измерения не менее 100 МОм, номинальным напряжением 500 В, основной погрешностью не более $\pm 30\%$;

– калибратор переменного тока «Ресурс-К2М»;

– установка поверочная универсальная «УППУ-МЭ 3.1 К-02»;

– преобразователь интерфейса ПИ-3 RS232/RS485;

– устройство сопряжения оптическое УСО-2 с USB-выходом;

– барометр-анероид метеорологический БАММ-1;

– гигрометр-психрометрический ВИТ-2;

– ПЭВМ с операционной системой Windows.

Примечания

1 Испытательное оборудование должно быть аттестовано, средства измерений поверены и иметь документацию, подтверждающую ее готовность.

2 Допускается использовать другие средства измерений для задания входных сигналов, если погрешность задания не превышает $1/5$ предела основной погрешности прибора.

3 Допускается использовать средства измерений с погрешностью задания сигналов, не превышающей $1/3$ предела основной погрешности прибора, с введением контрольного допуска, равного 0,8 от предела основной погрешности прибора.

4 При эксплуатации счетчиков выполнение работ по техническому обслуживанию не требуется.

3 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

3.1 Меры безопасности

3.1.1 К работам по обслуживанию и эксплуатации счетчиков допускаются специально подготовленные работники, прошедшие проверку знаний в объеме, обязательном для данной работы, и имеющие группу по электробезопасности, предусмотренную действующими правилами охраны труда при эксплуатации электроустановок (напряжением до 1000 В) и изучившие настоящее руководство по эксплуатации.

3.1.2 При работе с счетчиками необходимо пользоваться только исправным инструментом и оборудованием.

3.1.3 Запрещается:

- эксплуатировать счетчик в режимах, отличающихся от указанных в настоящем руководстве;
- производить внешние соединения, не сняв все напряжения, подаваемые на счетчики.

ВНИМАНИЕ! СВЕЧЕНИЕ ХОТЯ БЫ ОДНОГО ИНДИКАТОРА (ЦИФРОВОГО СЕМИСЕГМЕНТНОГО ИЛИ ЕДИНИЧНОГО) МОЖЕТ СВИДЕТЕЛЬСТВОВАТЬ О НЕОТКЛЮЧЕННОМ ЭЛЕКТРОПИТАНИИ.

3.1.4 При подключении питающего и резервного напряжений требуется соблюдать полярность подводящих проводов. При этом в случае источника электропитания постоянного (выпрямленного) тока подключение провода электропитания от «плюса» источника питания следует производить к клемме «12» («28») разъема электропитания счетчика, а подключение провода питания от «минуса» источника питания – к клемме «11» («27») разъема электропитания счетчика.

3.1.5 Перед началом работы с счетчиком контакт защитного заземления счетчика должен быть подключен к внешнему элементу заземления.

3.2 Подготовка к работе

3.2.1 Счетчик распаковать и убедиться в отсутствии механических повреждений, целостности светодиодных индикаторов лицевой панели, пломбы

предприятия-изготовителя на счетчике. Ознакомиться с паспортом на счетчик и проверить комплектность.

Перед началом работы необходимо выдержать счетчик в нормальных условиях не менее 4 ч.

3.2.2 Приступая к работе с счетчиком необходимо внимательно изучить все разделы настоящего руководства по эксплуатации.

3.2.3 Порядок установки (монтажа) счетчика

3.2.3.1 Установить счетчик на щит. Крепление счетчика производить в соответствии с приложением Б. Крепление должно быть выполнено тщательно, без перекосов. Счетчик фиксируется четырьмя элементами крепления (входящими в комплект поставки).

Примечание – перед помещением счетчика на щит вышеуказанные элементы крепления (в случае если они установлены на корпус счетчика) должны быть предварительно демонтированы.

3.2.3.2 Подключить внешние измерительные и питающие цепи в соответствии с назначением контактов соединительных разъемов. Схемы расположения клеммных соединителей и их назначение приведены на рисунке В.3 приложения В.

3.2.3.3 Для подключения к счетчику внешних измерительных цепей тока и напряжения и цепей, обеспечивающих подключение счетчика к внешнему источнику электропитания, используются клеммы барьерного типа, защищающие от случайного прикосновения.

3.2.3.4 После подключения измерительных цепей напряжения и тока и цепей электропитания к соответствующим клеммам выполняется подключение информационных кабелей к разъемам коммуникационных интерфейсов.

3.2.3.5 Подсоединение проводов осуществляется при помощи винтовых клемм. Сечение проводов, подключаемых непосредственно к клеммам, не более 2,5 мм².

3.2.3.6 При подключении измерительных и питающих цепей необходимо соблюдать меры безопасности, изложенные в подразделе 3.1 настоящего руководства.

3.2.3.7 Перед подключением счетчика с помощью фазоуказателя необходимо проверить порядок чередования фаз напряжений измерительных цепей.

3.2.3.8 При подключении к трехфазной трехпроводной сети рекомендуется использовать трехпроводный кабель или три однопроводных кабеля, подключение необходимо производить к трем клеммным зажимам с маркировкой фаз А, В, С.

При подключении к трехфазной четырехпроводной сети рекомендуется использовать четырехпроводный кабель или четыре однопроводных кабеля, подключение необходимо производить к четырем клеммным зажимам с маркировкой фаз А, В, С, N.

3.2.3.9 Обязательным требованием при подключении измерительных цепей счетчика является соблюдение полярности токовых цепей и соответствие их своему напряжению, а так же порядок чередования фаз напряжений АВС. Изменение порядка чередования фаз вызывает погрешность вычисления зависимых от фаз напряжений параметров. Изменение направления тока в токовой цепи счетчика равноценно изменению угла фазового сдвига на 180° .

3.2.3.10 При прокладке измерительных линий следует выделять их в самостоятельную трассу (или несколько трасс) и располагать отдельно от силовых и других кабелей, создающих высокочастотные и импульсные помехи.

3.2.3.11 Питание к счетчику рекомендуется подводить проводами минимальной длины. При питании счетчиков от сети переменного тока подключение цепей питания следует производить к линии, не связанной с питанием мощного силового оборудования. Напряжение питания, измеренное на контактах соединительного разъема счетчика, должно соответствовать значению, указанному в таблице 6.

Рекомендуется устанавливать фильтры сетевых помех в линиях питания счетчиков.

3.2.3.12 Включить напряжение на участке цепи передачи электроэнергии, к которой произведено подключение счетчика. Проверить правильность измерения параметров.

3.2.4 Порядок снятия/замены счетчика

3.2.4.1 Отключить напряжение на участке цепи передачи электроэнергии, к которой подключен счетчик.

3.2.4.2 Отсоединить все подключенные провода от счетчика.

3.2.4.3 Снять счетчик со щита (или панели) предварительно убрав крепление счетчика. В случае замены установить новый счетчик согласно указанной выше методике.

3.2.5 Подключение информационных кабелей

3.2.5.1 Подключение счетчиков к линиям интерфейса RS485

Подключить провода линий А, В интерфейса RS485 в соответствии с назначением контактов в соответствии с назначением контактов разъема интерфейса RS485 (4P4C) на корпусе счетчика согласно таблице 16. При необходимости провести согласование линии связи подключением согласующего резистора, руководствуясь рекомендациями по применению интерфейса RS485.

Таблица 16 – Назначение контактов разъема интерфейса RS485 на корпусе счетчика

№ контакта	Назначение контакта
1 *	R+ *
2	R–
3	T–
4	T+
* Положение контакта разъема интерфейса с номером 1 (рисунок 1а)	

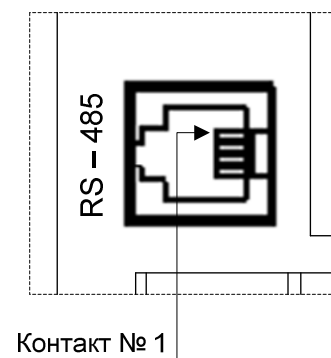


Рисунок 1а – Положение контакта с номером 1 в разъеме интерфейса RS485 на корпусе счетчика

Необходимые параметры интерфейса (сетевой адрес и скорость обмена) должны быть настроены до установки счетчиков на щит. На щите может быть проведен контроль установленных параметров или редактирование их с помощью программы конфигурирования в случае, когда счетчик подключен к соответствующей сети.

Примечание – Для сигналов, полученных по интерфейсу, но не отображаемых счетчиком, проконтролировать значения расчетным путем.

3.2.5.2 Подключение счетчиков по интерфейсу Ethernet

Подключить провода в соответствии с назначением контактов.

В случае интерфейса Ethernet 100BASE-FX («оптика») подключить соответствующие жилы оптического кабеля Ethernet к разъемам «R» и «T» интерфейса.

В случае интерфейса Ethernet 10/100BASE-T («медь») подключить кабель витой пары Ethernet с установленным разъемом («вилкой») RJ45 (8P8C) к разъему интерфейса. Назначение контактов разъема интерфейса – в соответствии со спецификацией Ethernet 100BASE-TX (IEEE 802.3, Clause 25.4.3, Table 25-2).

Необходимые параметры интерфейса (например: сетевой адрес, скорость обмена) должны быть настроены до установки счетчиков на щит. На щите может быть проведен контроль установленных параметров или

редактирование их с помощью программы конфигурирования в случае, когда счетчик подключен к соответствующей сети.

Примечание – Для сигналов, полученных по интерфейсу, но не отображаемых счетчиком, проконтролировать значения расчетным путем.

3.3 Режимы работ

3.3.1 Счетчик может функционировать в режимах:

- измерения;
- конфигурирования.

3.3.2 Режим измерения является основным эксплуатационным режимом, который установлен по умолчанию при включении питания.

В данном режиме счетчик:

- измеряет текущие значения входных величин, вычисляет параметры трехфазной сети, зависящие от исходных входных величин (в том числе и данные накопительных итогов электроэнергии), и отображает результат преобразования на цифровых индикаторах;
- передает информацию о параметрах сети интерфейсным каналам по запросам или в циклическом режиме.

Перечень отображаемых и передаваемых параметров приведен в таблице 1.

3.3.3 Режим конфигурирование счетчика

3.3.3.1 При первоначальном внедрении счетчика на месте предполагаемой эксплуатации (наряду с выполнением монтажа и подключения к счетчику соответствующих кабелей) должна быть выполнена программная настройка (конфигурирование) счетчика.

Конфигурирование включает в себя:

- настройку схемы подключения счетчика к первичной измеряемой сети (трех-/четырёхпроводная схема) и коэффициентов трансформации первичных измерительных преобразователей напряжения и тока;

- настройку параметров выполнения процесса измерений ПКЭ, включая: настройку величины согласованного напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013, пороговых значений провалов напряжения и перенапряжений;
- настройку параметров подключения устройства к IP-сети (через Ethernet-порты);
- настройку времени/даты (показаний внутренних часов реального времени) и параметров синхронизации времени устройства по протоколу NTP;
- настройку коммуникационных сервисов, в частности, параметров функционирования протокола МЭК 60870-5-104 в устройстве;
- настройку тарифного расписания и параметров профилирования мощности для функции учета электроэнергии;
- настройку функционирования импульсных испытательных выходов счетчика.

В процессе эксплуатации счетчика допускается, при необходимости, выполнять изменение отдельных параметров настройки счетчика (переконфигурирование). При выполнении данных операций рекомендуется также руководствоваться приведенными в данном подразделе сведениями.

Выполнение операций конфигурирования счетчика осуществляется через Web-интерфейс (дополнительные сведения по работе с Web-интерфейсом счетчика приведены в Приложении Д).

3.3.3.2 Подключение к счетчику через Web-интерфейс (протокол совместимости ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 приведен в приложении Е)

3.3.3.2.1 Для подключения к счетчику через Web-интерфейс необходимо на локальном или удаленном компьютере, связанном с счетчиком через IP-сеть, запустить веб-браузер и в адресной строке браузера набрать «<http://xxx.xxx.xxx.xxx>», где «xxx.xxx.xxx.xxx» – IP-адрес счетчика.

Примечания:

1 Связь между компьютером и счетчиком может обеспечиваться прямым подключением компьютера к счетчику посредством одиночного Ethernet-кабеля 100BASE-FX («оптика») (при наличии в устройстве порта

Ethernet 100BASE-FX) или 10BASE-T/100BASE-TX («медь») (при наличии в устройстве порта Ethernet 10BASE-T/100BASE-TX). При этом в случае подключения к порту Ethernet 10BASE-T/100BASE-TX не требуется специального перекрестного («crossover») Ethernet-кабеля, т.к. Ethernet-порт 10BASE-T/100BASE-TX счетчика выполнен с поддержкой функции Auto-MDIX (по IEEE 802.3).

2 Значение IP-адреса счетчика выводятся на лицевую панель счетчика в соответствующем режиме отображения.

3.3.3.2.2 При вводе в адресной строке браузера корректного IP-адреса счетчика (на локальном/удаленном компьютере) будет затребован ввод имени пользователя и пароля. Необходимо в соответствующих полях ввести имя пользователя («admin», «manager» или «user») и пароль для данного пользователя.

По умолчанию (при выпуске с предприятия-изготовителя) строка пароля для соответствующего пользователя совпадает с именем пользователя (в частности, для пользователя «admin» пароль по умолчанию – «admin», для пользователя «manager» пароль по умолчанию – «manager», для пользователя «user» пароль по умолчанию – «user»).

3.3.3.2.3 После ввода корректных имени пользователя и пароля откроется сеанс связи с счетчиком через Web-интерфейс; при этом экран примет вид, примерно показанный на рис. Д.1 приложение Д.

После этого можно приступать непосредственно к выполнению операций конфигурирования.

3.3.3.3 Настройка схемы подключения и коэффициентов трансформации

Настройка схемы подключения счетчика к первичной измеряемой сети и коэффициентов трансформации первичных измерительных преобразователей напряжения и тока производится во вкладке Web-интерфейса «НАСТРОЙКИ» выбором пункта меню «Настройки подключения». При этом на экран выводится окно настроек, включающее в себя:

– кнопки выбора схемы подключения счетчика к первичной измеряемой сети: 1) трехфазная четырехпроводная сеть; 2) трехфазная трехпроводная сеть; 3) однофазная сеть;

– поля для ввода значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения (в части ввода значений первичного тока и напряжения).

После выбора необходимой схемы подключения и задания требуемых значений коэффициентов трансформации необходимо нажать кнопку «Применить» (расположенную в основной области отображения браузера). При этом измененные значения настроек будут сохранены в оперативной памяти счетчика.

Для вступления указанных измененных настроек в силу следует также сохранить измененные значения настроек в энергонезависимой памяти счетчика (находясь во вкладке «НАСТРОЙКИ» Web-интерфейса, перейти в меню «Сохранение настроек» и в открывшемся окне нажать кнопку «Сохранить настройки») и перезагрузить устройство.

Для выполнения перезагрузки счетчика следует, находясь во вкладке «НАСТРОЙКИ» Web-интерфейса, перейти в меню «Перезагрузка устройства» и в открывшемся окне нажать кнопку «Начать перезагрузку».

Примечание – Процедуры сохранения настроек в энергонезависимой памяти и перезагрузки счетчика могут быть выполнены после полного выполнения всех необходимых операции конфигурирования устройства (в том числе, операций конфигурирования, описанных в последующих пунктах).

3.3.3.4 Настройка параметров измерений ПКЭ

Настройка параметров выполнения процесса измерений ПКЭ производится во вкладке Web-интерфейса «НАСТРОЙКИ» выбором пункта меню «Вычисления». При этом на экран выводится окно настроек, включающее в себя:

– поле для задания величины согласованного напряжения по ГОСТ 32144-2013;

– поля для ввода пороговых значений провалов напряжения, прерываний напряжения и перенапряжений.

После ввода требуемых значений величины согласованного напряжения и пороговых значений провалов напряжения, прерываний напряжения и перенапряжений необходимо нажать кнопку «Применить» (расположенную в основной области отображения браузера). При этом измененные значения настроек будут сохранены в оперативной памяти счетчика.

Для вступления указанных измененных настроек в силу следует также сохранить измененные значения настроек в энергонезависимой памяти счетчика и перезагрузить счетчик.

3.3.3.5 Настройка параметров профилирования мощности

Настройка параметров профилирования мощности производится во вкладке Web-интерфейса «НАСТРОЙКИ» выбором пункта меню «Профилирование мощности». При этом на экран выводится окно настроек, содержащее четыре поля для задания длительностей временных интервалов профилирования (усреднения) для каждого из 4-х профилей мощности в счетчике.

Примечание – В случае задания одинаковых величин длительности интервала усреднения для двух (или более) профилей мощности информация в указанных профилях (об измеренных величинах мощности: усредненной, максимальной и т.п.) будет дублироваться. В связи с этим, рекомендуется избегать задания одинаковых длительностей интервалов усреднения для двух или более профилей.

После ввода необходимых значений длительностей временных интервалов профилирования необходимо нажать кнопку «Применить» (расположенную в основной области отображения браузера). При этом измененные значения настроек будут сохранены в оперативной памяти счетчика. Для вступления измененных настроек в силу следует также сохранить измененные настройки в энергонезависимой памяти счетчика и перезагрузить счетчик.

3.3.3.6 Настройка параметров тарификации

Настройка параметров тарификации осуществляется во вкладке Web-интерфейса «НАСТРОЙКИ» выбором пункта меню «Тарификация». При этом на экран выводится окно настроек, содержащее двенадцать вкладок: «Сезон 1», «Сезон 2», ..., «Сезон 12», где каждая из указанных вкладок служит для настройки тарифного расписания для соответствующего сезона в счетчике. При указании на соответствующую вкладку сезона (щелчком мыши по строке «Сезон <n>», где $n = 1, 2, \dots, 12$) на экране открывается текущее тарифное расписание выбранного сезона.

Тарифное расписание сезона представляет собой совокупность временных интервалов, на каждом из которых в пределах определенных суток (один из стандартных дней недели: «Пн», «Вт», «Ср», «Чт», «Пт», «Сб» или «Вс», или один из двух особых дней: «Особый 1» или «Особый 2») действует определенный тариф (один из восьми возможных тарифов) счетчика. При этом на экране Web-интерфейса тарифное расписание сезона показывается в виде таблицы, где по столбцам указываются тарифы (с 1-ого по 8-ой), а по строкам – дни соответствующих типов (7 стандартных дней недели + 2 особых дня). Соответственно, в ячейках вышеуказанной таблицы приводятся временные интервалы действия соответствующего тарифа в рамках соответствующего типа дня в формате «НН(s):ММ(s)–НН(f):ММ(f)», где «НН(s):ММ(s)» – значение астрономического времени начала интервала (час, минута), а «НН(f):ММ(f)» – соответственно, значение астрономического времени окончания интервала (час, минута) (при этом минута «НН(f):ММ(f)» попадает в показываемый временной интервал полностью, т.е. фактически моментом времени окончания интервала является отметка времени «НН(f):ММ(f)» плюс 1 минута).

В случае если в наименовании (заголовке) вкладки сезона присутствует фраза «не используется» (напр., «Сезон <n> (не используется)»), указанный сезон не активен и, соответственно, не используется в текущем тарифном расписании. Для активации сезона с последующим его использованием в тарифном расписании необходимо настроить сезон.

Настройка сезона включает в себя следующие операции:

а) задание даты начала сезона (число – месяц) в пределах календарного года (требование I);

б) настройку тарифного расписания в пределах данного сезона (требование II).

I. Для задания даты начала сезона необходимо выполнить следующие действия:

1) Нажать кнопку «Правка» во вкладке соответствующего сезона на экране; после этого рядом с нажатой кнопкой «Правка» будет выведено меню, в котором необходимо выбрать пункт «Сезон» (рисунок 2).

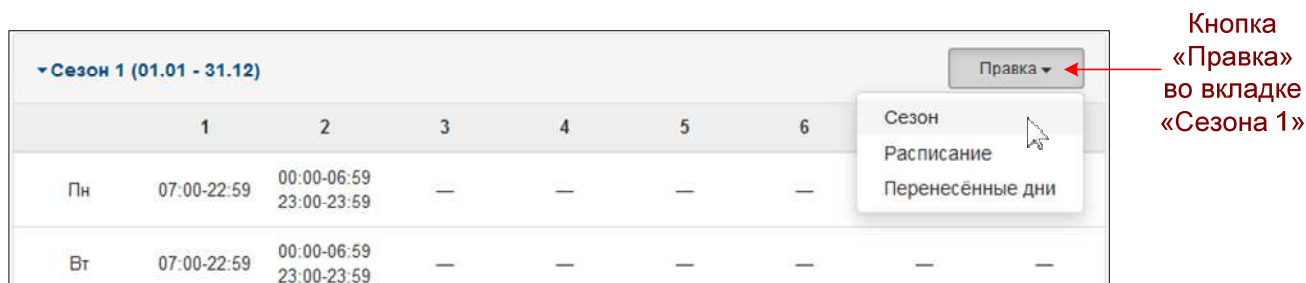


Рисунок 2 – Выбор пункта меню «Сезон» в меню «Правка» для настройки даты начала сезона

2) После выбора пункта меню «Сезон» в открывшемся диалоге «Правка сезона № <n>» в поле «Дата начала» следует ввести необходимую дату в формате «DD.ММ» (число месяца, номер месяца (01 – январь, 02 – февраль и т.д.)). Также в данном диалоге опционально можно ввести наименование сезона (напр. «Зима», «Лето», и т.п.) в поле «Название». После ввода требуемой даты начала сезона, а также, при необходимости, наименования сезона, следует нажать кнопку «ОК». При этом дата окончания сезона будет установлена автоматически по самой ранней дате начала другого активного сезона в существующем тарифном расписании, либо датой «31.12» (31 декабря) в случае, если в текущем тарифном расписании нет других активных сезонов.

II. Для настройки тарифного расписания в пределах выбранного сезона следует:

1) Нажать кнопку «Правка» во вкладке соответствующего сезона на экране; после этого рядом с нажатой кнопкой «Правка» будет выведено меню, в котором необходимо выбрать пункт «Расписание»;

2) После выбора пункта меню «Расписание» в открывшемся диалоге следует:

а) в поле «Типы дней» выбрать перечень типов дней, в которые в заданном временном интервале будет действовать тариф с выбранным номером.

При этом:

– добавление типа дня в список осуществляется щелчком мыши по области поля «Типы дней», свободной от существующих в поле прямоугольников типов дней (рисунок 3).

– исключение какого-либо типа дня из списка осуществляется нажатием на кнопку в форме крестика на прямоугольнике типа дня в указанном поле (рисунок 4);

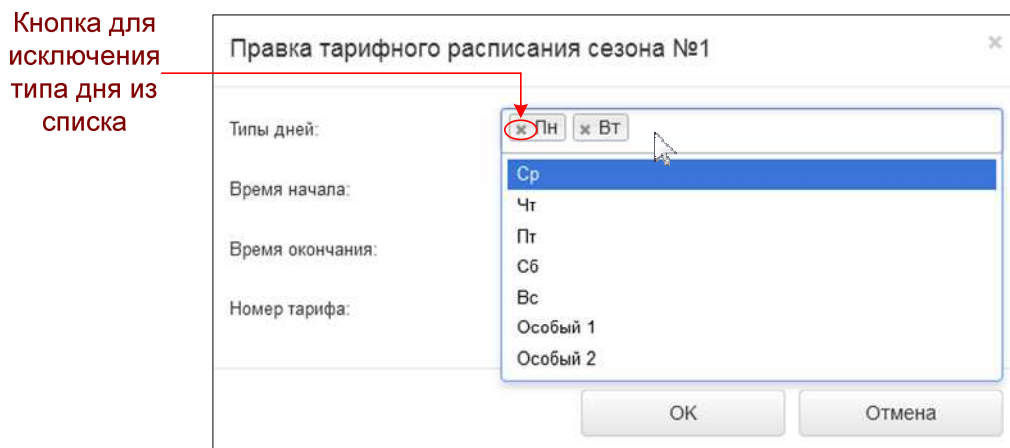


Рисунок 3 – Иллюстрация к операциям исключения и добавления типа дня в список типов дней при правке тарифного расписания

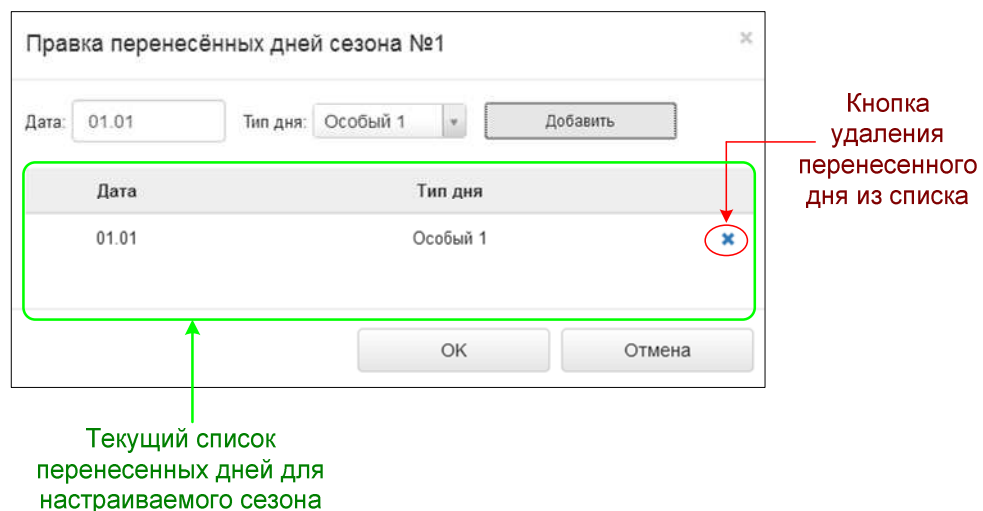


Рисунок 4 – Редактирование списка перенесенных дней для настраиваемого сезона

б) задать время начала действия тарифа в формате «НН:ММ» (часы, минуты) в поле «Время начала»;

в) задать время окончания действия тарифа в формате «НН:ММ» (часы, минуты) в поле «Время окончания» (примечание: указанная минута окончания действия тарифа «НН:ММ» будет целиком попадать во временной интервал действия тарифа, т.е. фактически моментом времени окончания интервала будет отметка времени «НН:ММ» плюс 1 минута);

г) задать номер тарифа (от 1 до 8) в поле «Номер тарифа».

3) По окончании ввода требуемых параметров следует нажать кнопку «ОК» в диалоге «Правка тарифного расписания сезона № <n>». При этом в случае корректного ввода вышеуказанных параметров тарифного расписания в соответствующую ячейку таблицы тарифного расписания настраиваемого сезона будет добавлен новый временной интервал действия тарифа, а временные интервалы действия других тарифов в пределах соответствующих типов дней будут пересчитаны в соответствии с заданными параметрами временного интервала.

4) Повторить шаги 1 – 3 необходимое число раз для осуществления исчерпывающей настройки тарифного расписания выбранного сезона.

III. Дополнительно может быть настроен механизм тарификации электроэнергии по перенесенным, а также особым дням (для нестандартных дней в пределах года/сезонов, например, праздничных дней).

Для выполнения настройки тарификации электроэнергии в счетчике по перенесенным дням в пределах выбранного сезона следует:

1) Нажать кнопку «Правка» во вкладке соответствующего сезона на экране, после этого рядом с нажатой кнопкой «Правка» будет выведено меню, в котором необходимо выбрать пункт «Перенесенные дни».

2) После выбора пункта меню «Перенесенные дни» будет открыто диалоговое окно «Правка перенесённых дней сезона № <n>» (рисунок 4), в котором следует:

а) в поле «Дата» ввести дату перенесенного дня (дата должна быть в пределах текущего настраиваемого сезона) в формате «DD.MM»;

б) в поле «Тип дня» выбрать тип дня. Допускается выбор как одного из семи стандартных дней недели («Пн» – «Вс»), так и выбор одного из двух особых дней («Особый 1» или «Особый 2»). Последнее необходимо в случае, если тарифный план перенесенного (например, праздничного) дня не совпадает ни с одним тарифным планом семи стандартных типов дней недели;

в) после окончания ввода требуемых параметров перенесенного дня следует нажать кнопку «Добавить» в диалоге «Правка перенесённых дней сезона № <n>», при этом вновь введенный перенесенный день будет добавлен в список указанных дней (рисунок 4);

г) в диалоговом окне «Правка перенесённых дней сезона № <n>» выполнить операции а) – в) необходимое число раз для добавления необходимого количества перенесенных дней в текущий настраиваемый сезон;

д) после завершения добавления необходимого количества перенесенных дней в сезон следует нажать кнопку «ОК» в диалоге «Правка перенесённых дней сезона № <n>».

Для просмотра списка перенесенных дней для какого-либо сезона следует выполнить вышеуказанное действие 1), после которого на экран Web-интерфейса будет выведено диалоговое окно «Правка перенесённых дней сезона № <n>», в нижней половине которого будет выведен список перенесенных дней для указанного сезона.

Для редактирования текущего списка перенесенных дней для определенного сезона, в частности, для добавления новых перенесенных дней в список следует выполнить указанную выше последовательность действий по пунктам 1), 2), 2а) – 2д).

Для удаления перенесенных дней из текущего списка перенесенных дней необходимо выполнить вышеуказанное действие 1), после которого на экран Web-интерфейса будет выведено диалоговое окно «Правка перенесённых дней сезона № <n>», в нижней половине которого будет выведен список

перенесенных дней. Удаление перенесенного дня из списка осуществляется нажатием на кнопку в форме крестика в строке списка, соответствующей удаляемому дню (рисунок 4).

3.3.3.7 Настройка параметров подключения устройства по Ethernet

Настройка параметров подключения счетчика через Ethernet-порты («сетевой порт № 1», «сетевой порт № 2») производится во вкладке Web-интерфейса «НАСТРОЙКИ» выбором пункта меню «Сетевые настройки». При этом для каждого Ethernet-интерфейса на экран выводится окно настроек, включающее в себя:

- кнопки выбора типа назначения счетчику IP-адреса для данного Ethernet-интерфейса: автоматическое назначение IP-адреса (по DHCP), либо назначение адреса вручную пользователем;
- поля для задания вручную пользователем IP-адреса счетчика, маски подсети и шлюза по умолчанию.

После ввода требуемых параметров подключения счетчика к IP-сети для каждого Ethernet-интерфейса следует нажать кнопку «Применить» (расположенную в основной области отображения браузера). При этом измененные значения настроек будут сохранены в оперативной памяти счетчика.

Для вступления указанных измененных настроек в силу следует также сохранить измененные значения настроек в энергонезависимой памяти счетчика и перезагрузить счетчик.

3.3.3.8 Настройка текущего времени/даты и параметров синхронизации счетчика от внешнего источника синхронизации

Настройка времени/даты (показаний внутренних часов реального времени) и параметров синхронизации времени счетчика от внешнего источника производится во вкладке Web-интерфейса «НАСТРОЙКИ» выбором пункта меню «Дата и время». При этом на экран выводится окно настроек, включающее в себя:

- область окна «Дата и время», включающее в себя поля для задания новых значений текущего времени и даты, значения часового пояса;

– область окна «Синхронизация», включающая в себя элементы интерфейса для настройки типа источника синхронизации (например, NTP-сервер, РТР-сервер; «внешний источник синхронизации» - контролирующая станция телемеханики в соответствии со стандартом ГОСТ Р МЭК 60870, осуществляющая информационное взаимодействие с счетчиком по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/104 и др.), параметров источника синхронизации, максимально допустимой величины коррекции времени счетчика при выполнении синхронизации времени счетчика от внешнего источника в пределах одних суток.

3.3.3.8.1 В области экрана «Дата и время» обеспечивается настройка показаний внутренних часов реального времени счетчика (показаний даты и времени часов с точностью до секунд). Указанная настройка осуществляется в полях «Локальное время (новое значение)» вводом в соответствующих полях нового значения даты и времени. Для записи на счетчик измененного значения текущего времени (с соответствующим изменением показаний внутренних часов счетчика) необходимо нажать кнопку «Применить», расположенную ниже полей для настройки показаний внутренних часов реального времени счетчика. Соответственно, измененное значение показаний внутренних часов реального времени будет отображено в полях «Локальное время (текущее значение)», где отображается текущее время (показания внутренних часов) счетчика.

Нажатием на кнопку «Время компьютера» на экране Web-интерфейса выполняется принудительная синхронизация текущих показаний внутренних часов реального времени счетчика, отображаемых в полях «Локальное время (текущее значение)», с часами локального компьютера, на котором запущен данный сеанс связи со счетчиком по Web-интерфейсу (синхронизация выполняется с точностью до 1 секунды астрономического времени).

После изменения значений времени/даты счетчика необходимо нажать кнопку «Применить» (расположенную под полями настройки показаний внутренних часов реального времени счетчика в области экрана «Дата и время»,

т.е. выше области экрана «Синхронизация»). При этом измененные значения времени/даты счетчика вступят в силу.

3.3.3.8.2 Настройка источника синхронизации времени включает в себя задание типа источника синхронизации, осуществляемое радио-кнопками:

- 1) «NTP-клиент»;
- 2) «PTP-клиент»;
- 3) «Внешний источник синхронизации»;
- 4) «Локальные часы реального времени»;

для задания в качестве источника синхронизации, соответственно:

- 1) внешнего NTP-сервера;
- 2) внешнего PTP-сервера;
- 3) контролирующей станции (ПУ) телемеханики в соответствии со стандартом ГОСТ Р МЭК 60870, при условии, что указанная станция осуществляет информационное взаимодействие с данным счетчиком как с контролируемой станцией (КП) телемеханики через интерфейс Ethernet по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 или через интерфейс RS485 (при наличии указанного интерфейса) по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-101;

4) локальных часов реального времени счетчика (примечание: указание данного типа источника синхронизации времени для счетчика рекомендуется только в случае, если в сети Ethernet, в которой установлен счетчик, отсутствуют или недоступны NTP- или PTP-серверы, или отсутствует связь счетчика через интерфейс Ethernet и/или RS485 с контролирующей станцией (ПУ) телемеханики по протоколам ГОСТ Р МЭК 60870-5-104/101).

В случае задания типа источника синхронизации «NTP-клиент» или «PTP-клиент» дополнительно требуется задание параметров соответствующего источника синхронизации (указано ниже).

3.3.3.8.2.1 В случае выбранной NTP-синхронизации для выполнения настройки источника NTP-синхронизации требуется задать IP-адрес источника (в поле «IP-адрес сервера») в формате «xxx.xxx.xxx.xxx» (где «xxx» –

соответствующий октет IP-адреса, задаваемый десятичным числом в диапазоне от 0 до 255).

3.3.3.8.2.2 В случае выбранной РТР-синхронизации настройка источника синхронизации для счетчика осуществляется в полях «Транспортный протокол», «Механизм задержки» и «Домен».

Примечание – При включенном в счетчике механизме обеспечения синхронизации внутреннего времени счетчика от внешнего РТР-источника (при выбранной кнопке «РТР-клиент») счетчик обеспечивает функционирование в качестве РТР-устройства типа «ordinary clock» (в соответствии с 6.5.2 стандарта IEEE 1588-2008) и в режиме «slave clock» (вторичные часы).

3.3.3.8.2.2.1 В поле «Транспортный протокол» задается тип транспортного протокола, поверх которого настраиваемым счетчиком осуществляется прием и передача сообщений по протоколу РТР. При этом для счетчика допускается возможность выбора протокола UDP (RFC 768) (функционирующего поверх протокола IP), либо протокола Ethernet (IEEE 802.3).

3.3.3.8.2.2.2 В поле «Механизм задержки» задается используемый счетчиком механизм определения величины задержки при передаче сообщений по протоколу РТР («peer-to-peer», либо «end-to-end»).

Примечание – Механизм определения величины задержки согласно стандарту IEEE 1588-2008 (требование 11.2 указанного стандарта) используется для определения величины смещения показаний времени вторичных часов относительно времени первичных часов (РТР-сервера) (на выявленную величину указанного смещения, в свою очередь, осуществляется коррекция времени вторичных часов относительно первичных). Выбор механизма «peer-to-peer» приводит к тому, что счетчик для определения величины задержки будет использовать механизм «peer delay» (по 11.4 стандарта IEEE 1588-2008 (с обменом информационными сообщениями Pdelay_Req, Pdelay_Resp протокола РТР с соседним узлом в сети Ethernet (узлом, к которому счетчик подключен прямым Ethernet-линком)). При выборе же механизма «end-to-end» счетчик для определения величины задержки будет использовать механизм «delay request-

response» (по 11.3 стандарта IEEE 1588-2008 в рамках обмена наборами информационных сообщений Sync, Delay_Req, Delay_Resp с PTP-сервером).

ВНИМАНИЕ! При выборе механизма задержки следует учитывать ограничения, предъявляемые стандартом IEEE 1588-2008 на возможность применения механизма «peer-to-peer», связанные с используемой топологией сети, поверх которой осуществляется передача информационных сообщений по протоколу PTP между счетчиком и внешними устройствами (6.5.1 вышеуказанного стандарта). В частности, для возможности применения указанного механизма в счетчике требуется, чтобы устройство, находящееся на другом конце подключенного к счетчику Ethernet-линка, функционировало как «peer-to-peer transparent clock» (например, Ethernet-коммутатор с соответствующей функцией), либо как «boundary/ordinary clock» с включенной поддержкой механизма «peer delay» на соответствующем порту (например, специализированный сервер точного времени). В противном случае, несоблюдение вышеназванного ограничения может привести к некорректной работе функции PTP-синхронизации времени в счетчике, начиная от невозможности обеспечения требуемой точности синхронизации времени счетчика (в частности, в соответствии с требованиями точности по классу А по ГОСТ 30804.4.30) вплоть до полной неработоспособности в счетчике функции PTP-синхронизации времени.

При невозможности использования механизма «peer-to-peer» в счетчике, в том числе, по вышеуказанным соображениям, взамен механизма «peer-to-peer» может быть использован механизм «end-to-end».

3.3.3.8.2.2.3 В поле «Домен» в случае необходимости можно изменить заданный по умолчанию номер домена («0»).

Примечание – Описание возможных для задания значений номера домена («domainNumber») по стандарту IEEE 1588-2008 приведено в 7.1 указанного стандарта.

3.3.3.8.3 Имеется возможность ограничить суммарную величину коррекции времени в пределах суток в счетчике при использовании механизмов синхронизации времени.

Для этого соответствующая допустимая величина коррекции времени в счетчике задается в поле «Предел коррекции за сутки». Значение указанного поля по умолчанию (указанное значение также является рекомендуемым) – 120 секунд.

ВНИМАНИЕ! При наличии и использовании в счетчике функции счетчика коммерческого/технического учета электроэнергии не рекомендуется устанавливать величину поля «Предел коррекции за сутки» больше, чем 120 секунд, т.к. в противном случае может существенно снижаться точность функции учета электроэнергии счетчиком.

3.3.3.8.4 После ввода требуемых значений параметров синхронизации времени счетчика (в области экрана Web-интерфейса «Синхронизация времени») для сохранения изменений значений параметров следует нажать кнопку «Применить» (расположенную в нижней части области «Синхронизация времени» экрана Web-интерфейса). При этом измененные значения настроек вступят в силу.

Примечание – При нажатии на кнопку «Применить» измененные значения параметров сохраняются в оперативной памяти. Для сохранения указанных настроек в энергонезависимой памяти счетчика (для исключения пропадания вновь введенных настроек в случае перезагрузки устройства или пропадания внешнего электропитания) следует, находясь во вкладке «НАСТРОЙКИ» Web-интерфейса, перейти в меню «Сохранение настроек» и в открывшемся окне нажать кнопку «Сохранить настройки».

3.3.3.9 Настройка параметров протокола МЭК 60870-5-104

Настройка параметров функционирования в счетчике протокола МЭК 60870-5-104 производится во вкладке Web-интерфейса «НАСТРОЙКИ» выбором пункта меню «МЭК 60870-5-104». При этом на экран выводится окно настроек, включающее в себя:

– кнопку включения/отключения в устройстве функции выдачи данных измерений внешнему клиенту по протоколу МЭК 60870-5-104 (через Ethernet-порт счетчика);

– поля для задания параметров передачи данных измерений по протоколу МЭК 60870-5-104: общий адрес ASDU, параметры таймаутов (t_0 , t_1 , t_2 , t_3), количество неподтвержденных пакетов (k), количество пакетов подтверждения (w), максимальная длина ASDU.

Перед выполнением ввода новых значений вышеуказанных параметров передачи данных по протоколу МЭК 60870-5-104 следует временно отключить (если это не было сделано ранее) функцию выдачи счетчиком данных по протоколу МЭК 60870-5-104. Отключение указанной функции производится нажатием в текущем окне радио-кнопки «Выкл» в строке «Статус». После этого можно ввести требуемые новые значения параметров передачи счетчиком данных по протоколу МЭК 60870-5-104. После ввода новых значений параметров передачи следует нажать кнопку «Применить» (расположенную в основной области отображения браузера). При этом измененные значения параметров настройки выдачи данных по протоколу МЭК 60870-5-104 вступят в силу после повторного включения функции выдачи данных по протоколу (нажатием радио-кнопки «Вкл» в строке «Статус»).

Примечание – При нажатии на кнопку «Применить» измененные значения параметров настройки функционирования в счетчике протокола МЭК 60870-5-104 сохраняются в оперативной памяти. Для сохранения указанных настроек в энергонезависимой памяти счетчика (для исключения пропадания вновь введенных настроек в случае перезагрузки устройства или пропадания внешнего электропитания) следует, находясь во вкладке «НАСТРОЙКИ» Web-интерфейса, перейти в меню «Сохранение настроек» и в открывшемся окне нажать кнопку «Сохранить настройки».

3.3.3.10 Параметры функционирования счетчика по протоколу МЭК 61850-8-1

3.3.3.10.1 Общие сведения

Счетчик обеспечивает функционирование в качестве интеллектуального электронного устройства (IED) в системах автоматизации подстанций в соответствии со стандартом МЭК 61850, при этом информационное взаимодействие с счетчиком обеспечивается по протоколу МЭК 61850-8-1 через цифровой информационный интерфейс Ethernet счетчика.

При осуществлении информационного взаимодействия с внешними устройствами по протоколу МЭК 61850-8-1 счетчик функционирует в качестве сервера. При этом поддерживаются следующие механизмы передачи данных: чтение данных (polling).

Идентификация счетчика в коммуникационной сети Ethernet системы автоматизации в соответствии со стандартом МЭК 61850 и информационное взаимодействие по протоколу МЭК 61850-8-1 с внешними устройствами в системе автоматизации подстанции обеспечивается через IP-адрес счетчика (настроенный предварительно в соответствии с 3.3.3.5) и сконфигурированный TCP/IP-порт (описание настройки номера TCP/IP-порта в соответствии с 3.3.3.8.2).

Более подробные сведения о функционале и коммуникационных возможностях счетчика в части обеспечения поддержки стандарта МЭК 61850, в т.ч. в части обеспечения информационного взаимодействия счетчика с внешними устройствами по протоколу МЭК 61850-8-1, приведены в приложении Ж.

3.3.3.10.2 Настройка параметров информационного взаимодействия по протоколу МЭК 61850-8-1

Настройка параметров функционирования в устройстве сервера МЭК 61850-8-1 производится во вкладке Web-интерфейса «НАСТРОЙКИ» выбором пункта меню «МЭК 61850-8-1». При этом на экран Web-интерфейса в области экрана «Сервис МЭК 61850-8-1» выводится окно настроек параметров

функционирования в счетчике коммуникационного сервиса МЭК 61850-8-1, включающее в себя:

- кнопку включения/отключения в устройстве функции сервера МЭК 61850-8-1;
- текстовое поле для задания префикса логического устройства (в соответствии со стандартом МЭК 61850);
- поле для настройки номера ТСР-порта для информационного взаимодействия по протоколу МЭК 61850-8-1 («Порт ТСР/IP») (значение по умолчанию – «102»).

После введения новых значений конфигурационных параметров сервера ИЕС 61850-8-1 необходимо нажать клавишу «Применить» на соответствующей вкладке WEB-интерфейса и сохранить настройки в энергонезависимую память счетчика («НАСТРОЙКИ»->«СОХРАНЕНИЕ НАСТРОЕК»->«Сохранить настройки»). Новые параметры применяются после перезагрузки устройства.

Примечание – При нажатии на кнопку «Применить» измененные значения параметров настройки функционирования в устройстве протокола МЭК 61850-8-1 сохраняются в оперативной памяти. Для сохранения указанных настроек в энергонезависимой памяти счетчика (для исключения пропадания вновь введенных настроек в случае перезагрузки устройства или пропадания внешнего электропитания) следует, находясь во вкладке «НАСТРОЙКИ» Web-интерфейса, перейти в меню «Сохранение настроек» и в открывшемся окне нажать кнопку «Сохранить настройки».

3.3.3.11 Настройка импульсных (испытательных) выходов

Настройка в счетчике импульсных выходов производится во вкладке Web-интерфейса «НАСТРОЙКИ» при выборе пункта меню «Испытательные выходы». При этом на экран выводится окно для настройки испытательных выходов № 1, № 2, № 3 и № 4 счетчика.

Для каждого из четырех импульсных выходов счетчика обеспечивается возможность настройки:

- типа величины электрической энергии (активная/реактивная энергия, в прямом или обратном направлении, по основной гармонике или суммарно по всему спектру с учетом гармоник);

- постоянной счетчика (для вышеуказанной величины измеряемой электрической энергии для данного импульсного выхода).

Тип величины электрической энергии задается выбором из списка в поле «Параметр» в соответствующей области экрана WEB-интерфейса («Испытательный выход №1» ... «Испытательный выход №4») для испытательного выхода с соответствующим номером. Обеспечивается возможность выбора одной из восьми возможных величин электроэнергии (все выбираемые величины электроэнергии полагаются трехфазными).

Постоянная счетчика для соответствующего импульсного выхода задается в поле «Постоянная счетчика» в соответствующей области экрана WEB-интерфейса (в области «Испытательный выход №1», «Испытательный выход №2», «Испытательный выход №3» или «Испытательный выход №4»). При этом постоянная счетчика задается в единицах количества импульсов на киловатт-час или количества импульсов на киловар-час энергии (соответственно: «имп./кВт*ч» или «имп./квар*ч»). Значение постоянной счетчика по умолчанию для каждого из четырех испытательных выходов – 1 000 000 (10^6).

После ввода требуемых значений параметров настройки испытательных выходов прибора следует нажать кнопку «Применить» (расположенную в основной области отображения браузера). При этом измененные значения настроек будут сохранены в оперативной памяти прибора.

Для вступления указанных измененных настроек в силу следует также сохранить измененные значения настроек в энергонезависимой памяти прибора и перезагрузить прибор.

3.4 Порядок работы

3.4.1 Подать питание на счетчик, на несколько секунд загораются единичные светодиодные индикаторы, расположенные на лицевой панели счетчика в верхнем правом углу, затем загораются остальные единичные и цифровых индикаторы.

3.4.2 Выдержать счетчик в течение времени установления рабочего режима (30 мин).

Выбрать необходимый режим вывода на цифровые индикаторы отображаемых параметров.

3.4.3 Подать входные сигналы на счетчик.

3.4.4 На цифровых индикаторах должны отображаться значения, соответствующие входным сигналам, текущему окну отображения и сконфигурированному диапазону показаний.

3.5 Работа с лицевой панелью счетчика

3.5.1 Общие сведения

Лицевая панель счетчика предназначена для обеспечения визуального отображения персоналу электроустановки текущих измеряемых значений параметров режима электрической сети и параметров режима электрического присоединения, на котором установлен счетчик, отображения текущих измеряемых счетчиком значений ПКЭ, отображение текущих показаний счетчиков активной/реактивной энергии (накопительных итогов) счетчика по отдельным тарифам и др.

Отображение значений измеряемых параметров и ПКЭ (а также показаний счетчиков активной/реактивной энергии) обеспечивается посредством LED-индикаторов, размещенных на лицевой панели счетчика (в том числе, посредством цифровых семисегментных и точечных LED-индикаторов).

3.5.2 Лицевая панель счетчиков

3.5.2.1 Человеко-машинный интерфейс (ЧМИ) лицевой панели счетчика включает в себя:

1) Блок из восьми семисегментных цифровых LED-индикаторов, предназначенный для отображения текущей величины накопительного итога счетчика электроэнергии по выбранному виду электроэнергии и выбранному тарифу (рисунок 5) (далее – основной блок индикаторов);

2) Одиночный цифровой семисегментный LED-индикатор – для отображения номера выбранного тарифа (рисунок 5);

3) Три кнопки, две из которых предназначены для выбора режима/подрежима отображения информации на лицевой панели прибора (рисунок 5), а третья (рисунок 6) – для включения режима ИБ-блокировки прибора;

4) Набор одиночных светодиодных индикаторов (включая индикаторы: «ПИТ₁», «ПИТ₂», «L₁», «L₂», «L₃», «ОК», «СВ», «ИБ», «E₁», «E₂», «S₁», «S₂», «k», «M», «СЧЕТ», «СБОЙ», «A₊», «A₋», «R₊», «R₋», «f», «U», «I», «PF», «P», «Q», «S», «N», «ДТ», «ВР», «IP₁», «IP₂»; индикаторы квадранта электроэнергии «I», «II», «III», «IV»; индикаторы в области «НАГРУЗКА» – три группы индикаторов вида «<фаза> : 25%», «50%», «75%», «100%», «125%» для каждой из трех фаз (<фаза> = «А», «В» или «С»); индикаторы «АВС», «А», «В», «С»).

3.5.2.2 Режимы отображения

Счетчик имеет 16 основных режимов отображения информации на лицевой панели. Выбор режима отображения осуществляется двумя кнопками переключения режима, расположенными на лицевой панели справа (далее – «Кнопка 1» и «Кнопка 2»). Для сигнализации текущего выбранного режима отображения используются точечные LED-индикаторы: «A₊», «A₋», «R₊», «R₋», «f», «U», «I», «PF», «P», «Q», «S», «N», «ДТ», «ВР», «IP₁», «IP₂». В каждом из указанных режимов в основном блоке индикаторов на лицевой панели отображается соответствующая величина выбранного накопительного итога по электроэнергии, либо величина другого измеряемого прибором электрического параметра, либо другая справочная величина. Описание вышеуказанных режимов отображения приведено в таблице 17.

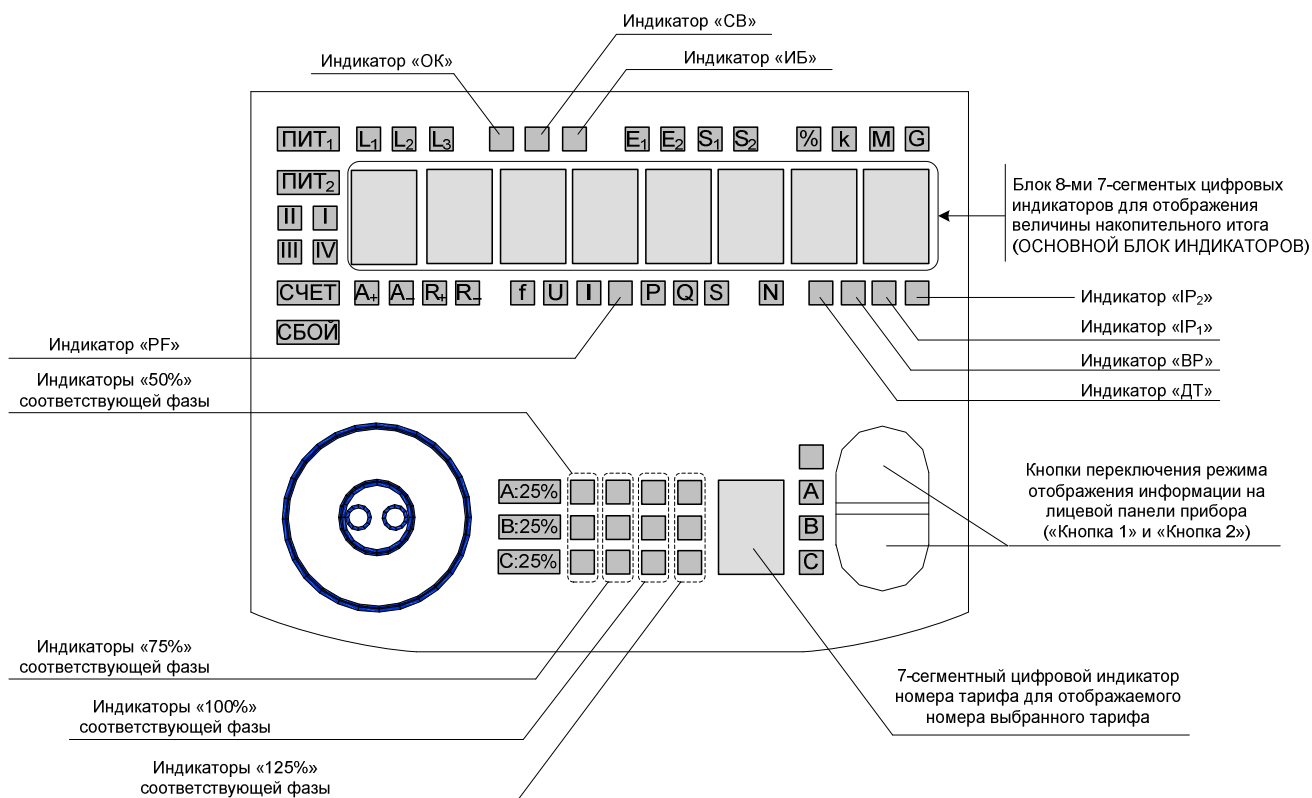


Рисунок 5 – Схема расположения индикаторов и основных кнопок управления на лицевой панели счетчика

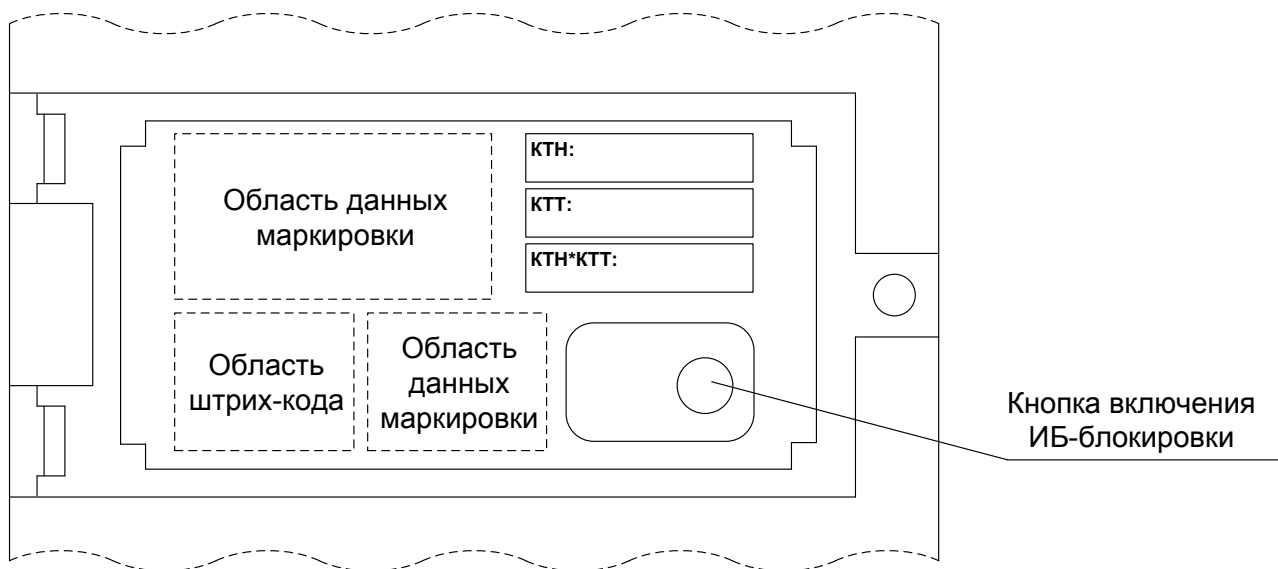


Рисунок 6 – Расположение кнопки включения ИБ-блокировки на лицевой панели счетчика

Таблица 17

№ режима п/п	Сигнализирующий индикатор (на лиц. панели)	Описание режима отображения	Возможность перехода в подрежимы
1	«A ₊ »	<p>Отображение накопительного итога активной отданной энергии (прямое направление).</p> <p>Фаза и тариф отображаемой величины зависят, соответственно, от фазы и тарифа, установленных в подрежимах «выбор фазы» и «выбор тарифа». По умолчанию – отображается накопительный итог суммарно по 3-м фазам и суммарно по всем тарифам.</p> <p>Примечание: Размерность («к»/«М») отображаемой величины накопительного итога и кол-во знаков после запятой конфигурируются в приборе (через Web-интерфейс прибора либо посредством ПО «Конфигуратор ЦМК»).</p>	<p>1) Выбор фазы: фаза (А, В, С) или суммарно по 3-м фазам («АВС»).</p> <p>2) Выбор тарифа.</p>
2	«A ₋ »	<p>Отображение накопительного итога активной принятой энергии (обратное направление).</p> <p>Фаза и тариф отображаемой величины зависят, соответственно, от фазы и тарифа, установленных в подрежимах «выбор фазы» и «выбор тарифа». По умолчанию – отображается накопительный итог суммарно по 3-м фазам и суммарно по всем тарифам.</p> <p>Примечание: Размерность («к»/«М») отображаемой величины накопительного итога и кол-во знаков после запятой конфигурируются в приборе (через Web-интерфейс прибора либо посредством ПО «Конфигуратор ЦМК»).</p>	<p>1) Выбор фазы: фаза (А, В, С) или суммарно по 3-м фазам («АВС»).</p> <p>2) Выбор тарифа.</p>
3	«R ₊ »	<p>Отображение накопительного итога реактивной отданной энергии (прямое направление).</p> <p>Фаза и тариф отображаемой величины зависят, соответственно, от фазы и тарифа, установленных в подрежимах «выбор фазы» и «выбор тарифа». По умолчанию – отображается накопительный итог суммарно по 3-м фазам и суммарно по всем тарифам.</p> <p>Примечание: Размерность («к»/«М») отображаемой величины накопительного итога и кол-во знаков после запятой конфигурируются в приборе (через Web-интерфейс прибора либо посредством ПО «Конфигуратор ЦМК»).</p>	<p>1) Выбор фазы: фаза (А, В, С) или суммарно по 3-м фазам («АВС»).</p> <p>2) Выбор тарифа.</p>

Продолжение таблицы 17

№ режима п/п	Сигнализирующий индикатор (на лиц. панели)	Описание режима отображения	Возможность перехода в подрежимы
4	«R_»	<p>Отображение накопительного итога реактивной принятой энергии (обратное направление).</p> <p>Фаза и тариф отображаемой величины зависят, соответственно, от фазы и тарифа, установленных в подрежимах «выбор фазы» и «выбор тарифа». По умолчанию – отображается накопительный итог суммарно по 3-м фазам и суммарно по всем тарифам.</p> <p>Примечание: Размерность («к»/«М») отображаемой величины накопительного итога и кол-во знаков после запятой конфигурируются в приборе (через Web-интерфейс прибора либо посредством ПО «Конфигуратор ЦМК»).</p>	<p>1) Выбор фазы: фаза (А, В, С) или суммарно по 3-м фазам («АВС»).</p> <p>2) Выбор тарифа.</p>
5	«f»	<p>Отображение действующего значения частоты напряжения измеряемой сети в герцах.</p> <p>Кол-во знаков после запятой отображаемой величины – 2 (фиксированное).</p>	(нет)
6	«U»	<p>Отображение действующего значения фазного напряжения.</p> <p>Фаза отображаемой величины зависит от фазы, установленной ранее при переходе в подрежим «выбор фазы». По умолчанию – отображается величина по фазе А.</p> <p>Кол-во знаков после запятой – 3 (фиксированное).</p> <p>Размерность отображаемой величины («В»/«кВ» – см. ниже примечание) динамически переключается с «В» на «кВ» при превышении отображаемого значения 999.999. Переключение в обратную сторону (с «кВ» на «В») происходит при снижении отображаемого значения ниже $0.999^{+0.0005}$.</p> <p>Примечание: Размерность «кВ» (киловольты) – при зажженном индикаторе «к» на лицевой панели. Размерность «В» (единицы вольт) – если индикаторы «к» и «М» не горят.</p>	1) Выбор фазы: фаза (А, В, С).

Продолжение таблицы 17

№ режи- ма п/п	Сигнализи- рующий индикатор (на лиц. панели)	Описание режима отображения	Возможность перехода в подрезимы
7	«I»	<p>Отображение действующего значения фазного тока.</p> <p>Фаза отображаемой величины зависит от фазы, установленной ранее при переходе в подрежим «выбор фазы». По умолчанию – отображается величина по фазе А.</p> <p>Кол-во знаков после запятой – 3 (фиксированное).</p> <p>Размерность отображаемой величины («А»/«кА» – см. ниже примечание) динамически переключается с «А» на «кА» при превышении отображаемого значения 999.999. Переключение в обратную сторону (с «кА» на «А») происходит при снижении отображаемого значения ниже $0.999^{+0.0005}$.</p> <p>Примечание: Размерность «кА» (килоамперы) – при зажженном индикаторе «к» на лицевой панели. Размерность «А» (амперы) – если индикаторы «к» и «М» не горят.</p>	1) Выбор фазы: фаза (А, В, С).
8	«PF»	<p>Отображение действующего значения коэффициента активной мощности.</p> <p>Фаза отображаемой величины коэффициента активной мощности зависит от фазы, установленной ранее при переходе в подрежим «выбор фазы». По умолчанию – отображается величина коэффициента активной мощности суммарно по 3-м фазам.</p> <p>Кол-во знаков после запятой – 3 (фиксированное).</p>	1) Выбор фазы: фаза (А, В, С) или суммарно по 3-м фазам («ABC»).
9	«P»	<p>Отображение действующего значения активной мощности.</p> <p>Фаза отображаемой величины зависит от фазы, установленной ранее при переходе в подрежим «выбор фазы». По умолчанию – отображается величина суммарно по 3-м фазам.</p> <p>Кол-во знаков после запятой – 3 (фиксированное).</p> <p>Размерность отображаемой величины («Вт»/«кВт»/«МВт» – см. ниже примечание) динамически переключается с «Вт» на «кВт» и с «кВт» на «МВт» при превышении отображаемого значения 999.999. Переключение в обратную сторону (с «МВт» на «кВт» и с «кВт» на «Вт») происходит при снижении отображаемого значения ниже $0.999^{+0.0005}$.</p> <p>Примечание: Размерность «МВт» – при зажженном индикаторе «М» на лицевой панели. Размерность «кВт» (киловатты) – при зажженном индикаторе «к» на лицевой панели. Размерность «Вт» (единицы ватт) – если индикаторы «к» и «М» не горят.</p>	1) Выбор фазы: фаза (А, В, С) или суммарно по 3-м фазам («ABC»).

Продолжение таблицы 17

№ режима п/п	Сигнализирующий индикатор (на лиц. панели)	Описание режима отображения	Возможность перехода в подрежимы
10	«Q»	<p>Отображение действующего значения реактивной мощности.</p> <p>Фаза отображаемой величины зависит от фазы, установленной ранее при переходе в подрежим «выбор фазы». По умолчанию – отображается величина суммарно по 3-м фазам.</p> <p>Кол-во знаков после запятой – 3 (фиксированное).</p> <p>Размерность отображаемой величины («вар»/«квар»/«Мвар» – см. ниже примечание) динамически переключается с «вар» на «квар» и с «квар» на «Мвар» при превышении отображаемого значения 999.999. Переключение в обратную сторону (с «Мвар» на «квар» и с «квар» на «вар») происходит при снижении отображаемого значения ниже $0.999^{+0.0005}$.</p> <p>Примечание: Размерность «Мвар» (мегавольтампер реактивный) – при зажженном индикаторе «М» на лицевой панели. Размерность «квар» (киловольтамперы реактивные) – при зажженном индикаторе «к» на лицевой панели. Размерность «вар» (вольтамперы реактивные) – если индикаторы «к» и «М» не горят.</p>	1) Выбор фазы: фаза (А, В, С) или суммарно по 3-м фазам («АВС»).
11	«S»	<p>Отображение действующего значения полной мощности.</p> <p>Фаза отображаемой величины зависит от фазы, установленной ранее при переходе в подрежим «выбор фазы». По умолчанию – отображается величина суммарно по 3-м фазам.</p> <p>Кол-во знаков после запятой – 3 (фиксированное).</p> <p>Размерность отображаемой величины («ВА»/«кВА»/«МВА» – см. ниже примечание) динамически переключается с «ВА» на «кВА» и с «кВА» на «МВА» при превышении отображаемого значения 999.999. Переключение в обратную сторону (с «МВА» на «кВА» и с «кВА» на «ВА») происходит при снижении отображаемого значения ниже $0.999^{+0.0005}$.</p> <p>Примечание: Размерность «МВА» (мегавольтампер) – при зажженном индикаторе «М» на лицевой панели. Размерность «кВА» (киловольтамперы) – при зажженном индикаторе «к» на лицевой панели. Размерность «ВА» (вольтамперы) – если индикаторы «к» и «М» не горят.</p>	1) Выбор фазы: фаза (А, В, С) или суммарно по 3-м фазам («АВС»).

Окончание таблицы 17

№ режима п/п	Сигнализирующий индикатор (на лиц. панели)	Описание режима отображения	Возможность перехода в подрежимы
12	«N»	Величина постоянной счетчика имп./кВт (имп./квар, имп./кВА) по 1-му испытательному выходу счетчика	(нет)
13	«ДТ»	Дата в формате ГГГГ.ММ.ДД (время локальное)	(нет)
14	«ВР»	Локальное время в формате НН.ММ.СС (по 24-х часовой шкале)	(нет)
15	«IP ₁ »	IP-адрес первого интерфейса Ethernet прибора в формате HEX: XX.XX.XX.XX (например C0.A8.00.64)	(нет)
16	«IP ₂ »	IP-адрес второго интерфейса Ethernet прибора в формате HEX: XX.XX.XX.XX (например C0.A8.00.64)	(нет)

3.5.2.3 Подрежимы выбора фазы и тарифа

3.5.2.3.1 В отдельных режимах отображения из числа вышеуказанных имеется возможность перехода в:

- подрежим выбора фазы; в указанном режиме устанавливается фаза электрической сети (А, В, С), к которой относится величина, отображаемая на основном блоке индикаторов (далее – подрежим «выбор фазы»);

- подрежим выбора тарифа, к которому относится отображаемая на основном блоке индикаторов величина накопительного итога по электроэнергии (далее – подрежим «выбор тарифа»).

Переход в подрежимы «выбор фазы» и/или «выбор тарифа» из текущего режима отображения осуществляется одновременным нажатием кнопок «Кнопка 1» и «Кнопка 2» на лицевой панели.

Возможность перехода в соответствующие подрежимы для каждого отдельного режима отображения на лицевой панели описана в таблице 17.

3.5.2.3.2 В режимах отображения, обеспечивающих возможность перехода как в подрежим «выбор фазы», так и в подрежим «выбор тарифа» (режимы отображения «A₊», «A₋», «R₊» и «R₋») при первом одновременном нажатии кнопок «Кнопка 1» и «Кнопка 2» сначала осуществляется переход из текущего режима отображения в подрежим «выбор фазы» (при этом начинает

мигать один из точечных LED-индикаторов «ABC», «A», «B» или «C» на лицевой панели). Последующее одновременное нажатие кнопок «Кнопка 1» и «Кнопка 2» переводит прибор в подрежим «выбор тарифа» (при этом начинает мигать одиночный цифровой семисегментный индикатор отображения выбранного тарифа на лицевой панели). Третье последующее нажатие одновременно кнопок «Кнопка 1» и «Кнопка 2» возвращает прибор из подрежима «выбор тарифа» в текущий режим отображения.

В режимах отображения, обеспечивающих возможность перехода только в подрежим «выбор фазы» (режимы отображения «U», «I», «PF», «P», «Q» и «S») при первом одновременном нажатии кнопок «Кнопка 1» и «Кнопка 2» осуществляется переход из текущего режима отображения в подрежим «выбор фазы» (при этом начинает мигать один из точечных LED-индикаторов «ABC», «A», «B» или «C» на лицевой панели). Последующее одновременное нажатие кнопок «Кнопка 1» и «Кнопка 2» возвращает прибор из подрежима «выбор фазы» в текущий режим отображения.

Примечание – При нахождении в любом из подрежимов действует таймер бездействия пользователя 60 сек. По истечению данного интервала времени происходит автоматический возврат из подрежимов выбора в текущий режим отображения лицевой панели.

3.5.2.3.3 В подрежиме «выбор фазы» выбор фазы электрической сети, к которой относится величина, которая в последствии будет отображаться на основном блоке индикаторов лицевой панели прибора, осуществляется посредством последовательных одиночных нажатий «Кнопки 1» или «Кнопки 2» на лицевой панели. Текущая выбранная фаза при этом отображается соответствующим мигающим точечным LED-индикатором («ABC», «A», «B» или «C») (см. рисунок 10). Индикатор «ABC» при этом сигнализирует о выбранной для отображения величине «суммарно по фазам» (накопительного итога по электроэнергии – «A₊», «A₋», «R₊», «R₋», коэффициента активной мощности – «PF» или текущей измеряемой мощности – «P», «Q» или «S»). Индикаторы «A», «B» или «C» сигнализируют о соответствующей выбранной

фазе электрической сети, по которой в последующем будут отображаться измеряемые величины на основном блоке индикаторов.

По выходу из подрежима «выбор фазы» (одновременным нажатием кнопок «Кнопка 1» и «Кнопка 2», либо по таймауту) текущая выбранная фаза запоминается счетчиком и используется в последствии при отображении измеряемых величин в соответствующих режимах отображения (в частности, в режимах «A₊», «A₋», «R₊», «R₋», «U», «I», «PF», «P», «Q» и «S» – таблица 17).

Примечание – В случае, если в подрежиме «выбор фазы» было выбрано отображение измеряемой величины «суммарно по фазам» («ABC»), то в последующем в режимах отображения «U» и «I» («отображение действующего значения фазного тока») лицевой панели в основном блоке индикаторов лицевой панели будет отображаться соответствующая величина по фазе А счетчика.

3.5.2.3.4 В подрежиме «выбор тарифа» выбор тарифа, к которому относится величина накопительного итога электроэнергии, которая в последствии будет отображаться на основном блоке индикаторов лицевой панели счетчика, осуществляется посредством последовательных одиночных нажатий «Кнопки 1» или «Кнопки 2» на лицевой панели. Текущий выбранный тариф при этом отображается соответствующим одиночным цифровым семисегментным LED-индикатором на лицевой панели. Отображаемое на индикаторе значение «0» соответствует отображению на основном блоке индикаторов величины накопительного итога электроэнергии суммарно по всем тарифам. Отображаемое на индикаторе значение от «1» до «8» соответствует отображению на основном блоке индикаторов величины накопительного итога электроэнергии по тарифу с соответствующим номером (от 1 до 8-ми).

По выходу из подрежима «выбор тарифа» (одновременным нажатием кнопок «Кнопка 1» и «Кнопка 2», либо по таймауту) текущий выбранный тариф запоминается счетчиком и используется при отображении величин накопительных итогов электроэнергии в соответствующих режимах отображения (в режимах «A₊», «A₋», «R₊» и «R₋» – таблица 17).

3.5.2.4 В таблице 18 описывается назначение индикаторов «ПИТ₁», «ПИТ₂», «L₁», «L₂», «L₃», «ОК», «СВ», «ИБ», «Е₁», «Е₂», «S₁», «S₂», «СЧЕТ», «СБОЙ»; индикаторов в области «НАГРУЗКА» – три группы индикаторов вида «<фаза> : 25%», «50%», «75%», «100%», «125%» для каждой из трех фаз (<фаза> = «А», «В» или «С»)).

Таблица 18

№ режима п/п	Сигнализирующий индикатор (на лиц. панели)	Описание назначения (активного состояния) индикатора
1	«ПИТ ₁ »	Индикатор горит в случае, когда электропитание прибора осуществляется через основной вход питания
2	«ПИТ ₂ »	Индикатор горит в случае, когда электропитание прибора осуществляется через резервный вход питания
3	«L ₁ »	Индикатор наличия измеряемого напряжения на фазе А. Горит в случае, когда текущее действующее значение фазного напряжения по соответствующей фазе – не менее 10 % $U_{ф.ном}$ ($U_{ф.ном}$ – см. п. 1.2.4)
4	«L ₂ »	Индикатор наличия измеряемого напряжения на фазе В. Горит в случае, когда текущее действующее значение фазного напряжения по соответствующей фазе – не менее 10 % $U_{ф.ном}$ ($U_{ф.ном}$ – см. п. 1.2.4)
5	«L ₃ »	Индикатор наличия измеряемого напряжения на фазе С. Горит в случае, когда текущее действующее значение фазного напряжения по соответствующей фазе – не менее 10 % $U_{ф.ном}$ ($U_{ф.ном}$ – см. п. 1.2.4)
6	«ОК»	Индикатор горит в случае положительного результата последней самодиагностики прибора
7	«СВ»	Индикатор текущего наличия синхронизации времени прибора
8	«ИБ»	Включен режим повышенных мер информационной безопасности
9	«Е ₁ »	Наличие «линки» на 1-м интерфейсе Ethernet прибора
10	«Е ₂ »	Наличие «линки» на 2-м интерфейсе Ethernet прибора
11	«S ₁ »	Наличие обмена сообщениями через интерфейс RS-485 #1 прибора
12	«S ₂ »	Наличие обмена сообщениями через интерфейс RS-485 #2 прибора
17	«СЧЕТ»	Индикатор равномерно моргает при наличии отличных от нуля приращений электроэнергии любого вида (защита от самохода)
18	«СБОЙ»	Индикатор горит в случае негативного результата последней самодиагностики прибора (наличие сбоев/неполадок в работе прибора, выявленных при самодиагностике)
19	«А:25%»/ «В:25%»/ «С:25%»/ «50%»/ «75%»/ «100%»/ «125%»	Линейки отображения уровней измеряемого прибором тока по отдельным фазам. «<фаза>: 25%» загорается при превышении тока на соответствующей фазе (<фаза> = А, В или С) 25% номинала. «50%», «75%», «100%» и «125%» – загораются при превышении тока на соответствующей фазе величин, соответственно, 50%, 75%, 100% и 125% номинала. Соответственно, при превышении уровня тока 125% по соответствующей фазе горит вся линейка. При превышении уровня тока 150% номинала – вся линейка начинает равномерно мигать.

3.5.2.5 В таблице 19 описывается поведение индикаторов квадранта электроэнергии «I», «II», «III», «IV» в зависимости от текущего выбранного режима отображения лицевой панели.

Таблица 19

№ п/п	Текущий режим отображения	Назначение индикаторов квадранта электроэнергии «I», «II», «III», «IV»
1	«A ₊ »	Дополнительная индикация отображаемой величины электроэнергии (горят индикаторы «I» и «IV» независимо от выбранной фазы и тарифа)
2	«A ₋ »	Дополнительная индикация отображаемой величины электроэнергии (горят индикаторы «II» и «III» независимо от выбранной фазы и тарифа)
3	«R ₊ »	Дополнительная индикация отображаемой величины электроэнергии (горят индикаторы «I» и «II» независимо от выбранной фазы и тарифа)
4	«R ₋ »	Дополнительная индикация отображаемой величины электроэнергии (горят индикаторы «III» и «IV» независимо от выбранной фазы и тарифа)
5	«U» или «I»	Горит индикатор, соответствующий квадранту, в котором в данный момент идет потребление электроэнергии по выбранной (в подрежиме «выбор фазы») фазе
6	«PF», или «P», или «Q», или «S»	Горит индикатор, соответствующий квадранту, в котором в данный момент идет потребление электроэнергии по выбранной (в подрежиме «выбор фазы») фазе. Примечание – Если в подрежиме «выбор фазы» было выбрано «суммарно по фазам» («ABC»), ни один индикатор «I», «II», «III» и «IV» гореть не будет
7	«f» или «N», или «ДТ», или «ВР», или «IP ₁ », или «IP ₂ »	(В данных режимах отображения индикаторы «I», «II», «III» и «IV» не горят)

3.5.2.6 При нажатии кнопки включения ИБ-блокировки включается либо выключается режим повышенных мер информационной безопасности (ИБ). При включении режима повышенных мер ИБ загорается соответствующий статусный светодиод «ИБ» на лицевой панели. При выключении, соответственно, диод гаснет.

Суть режима повышенных мер ИБ – все пользователи после удачной авторизации через коммуникационные сервисы при включенном режиме ИБ получают права «user», независимо от фактически затребованного уровня доступа (в т.ч. «admin» и «manager»).

Примечание – Значение статуса режима повышенных мер ИБ в приборе сохраняется в энергонезависимой памяти (не сбрасывается после перезагрузки прибора).

3.5.2.7 Дополнительно на лицевой панели счетчика присутствует оптический порт связи. Указанный порт представляет собой оптический порт в соответствии с ГОСТ Р МЭК 61107. Данный порт обеспечивает возможность считывания со счетчика данных текущих измерений и выполнения конфигурирования счетчика посредством подключения внешней рабочей станции. Подключение рабочей станции к счетчику через порт осуществляется посредством устройства типа UNICOM PROBE. Параметры физического (оптического) интерфейса, характеристики передачи и протокол передачи данных через вышеуказанный порт – в соответствии со стандартом ГОСТ Р МЭК 61107-2001.

3.6 Сведения о техническом обслуживании и ремонте

3.6.1 Счетчик не требует выполнения специализированных операций технического обслуживания в процессе эксплуатации. Допускается в ходе эксплуатации периодически производить удаление пыли, грязи с лицевой панели счетчика, с расположенных на задней панели клемм и разъемов для подключения к счетчику внешних кабелей.

3.6.2 Операции по ремонту счетчика, в том числе по текущему ремонту, должны выполняться предприятием-изготовителем, либо указанные операции могут выполняться на месте эксплуатации счетчика уполномоченными сотрудниками предприятия-изготовителя.

ВНИМАНИЕ! НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫЙ РЕМОНТ СЧЕТЧИКА, СОПРОВОЖДАЕМЫЙ ВСКРЫТИЕМ КОРПУСА С РАЗРУШЕНИЕМ

ПЛОМБЫ ПРЕДПРИЯТИЯ-ИЗГОТОВИТЕЛЯ, ВЕДЕТ К СНЯТИЮ ГАРАНТИЙНЫХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ С ИЗГОТОВИТЕЛЯ СЧЕТЧИКА.

3.7 Калибровка

3.7.1 Калибровка счетчиков проводится при производстве или после ремонта счетчиков. Калибровка счетчиков должна проводиться метрологическими службами, аккредитованными на право проведения калибровочных работ.

Калибровку следует проводить при нормальных условиях:

- температура окружающего воздуха плюс (20 ± 5) °С;
- относительная влажность воздуха до 80 % при 25 °С;
- атмосферное давление от 84 до 106,7 кПа.

3.7.2 Перед началом калибровки провести подключения в соответствии со схемами, приведенными на рисунках В.1, В.2 приложения В.

3.7.3 Калибровку проводить следующим образом:

- 1) включить напряжение питания счетчика и измерительного оборудования;
- 2) выдержать счетчики в течение времени установления рабочего режима;
- 3) запустить программу калибровки счетчика и выбрать требуемый режим калибровки;
- 4) активировать операцию калибровки диапазонов измерений;
- 5) проверить погрешность измеряемых параметров в контрольных точках (приложение Ж). При необходимости произвести перекалибровку с целью перераспределения погрешности нелинейности измерения.

3.7.4 После калибровки необходимо провести внеочередную поверку счетчика.

4 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ПРАВИЛА ХРАНЕНИЯ

4.1 Транспортирование счетчика

4.1.1 Транспортирование счетчиков должно производиться в соответствии с ГОСТ 22261-94.

Транспортирование счетчика должно осуществляться в заводской упаковке, либо другой упаковке, обеспечивающей эквивалентный уровень защиты счетчика от внешних климатических воздействий в процессе транспортирования. В частности, рекомендуется использовать упаковку, соответствующую категории не хуже КУ-3А по ГОСТ 23216-78.

При упаковке изделия для последующего транспортирования рекомендуется производить операции упаковки счетчика в закрытых помещениях при значениях температуры, влажности и содержания вредных примесей в воздухе в соответствии с 4.2.2, 4.2.3.

Способ укладки ящиков на транспортирующее средство должен исключать их перемещение.

Нормы закладки силикагеля в упаковку (при необходимости) – в соответствии с ГОСТ 23216-78 как для изделий категории 4 по ГОСТ 15150-69.

4.1.2 Транспортирование счетчика в упаковке должно осуществляться в закрытых транспортных средствах (железнодорожных вагонах, контейнерах, закрытых автомашинах, трюмах кораблей и т.п.).

4.1.3 При транспортировании устройство в упаковке должно быть соответствующим образом закреплено в транспортном средстве согласно правилам, действующим на транспортных средствах данного вида.

При транспортировании самолётом устройства должны размещаться в отапливаемых герметизированных отсеках.

При транспортировании счетчиков железнодорожным транспортом вид отправки – мелкая малотоннажная, тип подвижного состава – закрытый вагон или платформа с универсальным контейнером, загруженным до полной вместимости.

4.1.4 Диапазон требуемых климатических условий транспортирования счетчика (в упаковке по 4.1.1) приведен в таблице 20. Допустимые условия транспортирования счетчика в части механических воздействий – по 1.2.32.

Таблица 20 – Диапазон климатических условий транспортирования

Наименование параметра	Значение
Диапазон температур окружающего воздуха, °С	минус 50...плюс 70
Относительная влажность воздуха, %, не более	95 % при плюс 35 °С
Атмосферное давление, кПа (мм рт.ст.)	70–106,7 (535–800)

4.1.5 После транспортирования при отрицательной температуре окружающего воздуха счетчики выдерживают упакованными в течение 6 часов в условиях хранения 1 ГОСТ 15150-69.

4.2 Правила хранения счетчика

4.2.1 До момента первоначального ввода счетчика в эксплуатацию рекомендуется хранить счетчик в упаковке предприятия-изготовителя в помещениях, защищенных от воздействия прямого солнечного света, в допустимом диапазоне климатических условий хранения в соответствии с таблицей 21.

Таблица 21 – Диапазон климатических условий хранения счетчика в упаковке

Наименование параметра	Значение
Диапазон температур окружающего воздуха, °С	0... плюс 40
Относительная влажность воздуха, %, не более	80 % при плюс 35 °С
Атмосферное давление, кПа (мм рт.ст.)	70–106,7 (535–800)

4.2.2 Допускается хранить счетчик без упаковки в помещениях, защищенных от воздействия прямого солнечного света, в диапазоне климатических условий хранения в соответствии с таблицей 22.

Таблица 22 – Диапазон климатических условий хранения счетчика без упаковки изготовителя

Наименование параметра	Значение
Диапазон температур окружающего воздуха, °С	плюс 10...плюс 35
Относительная влажность воздуха, %, не более	80 % при плюс 25 °С
Атмосферное давление, кПа (мм рт.ст.)	70–106,7 (535–800)

4.2.3 В помещениях для хранения счетчика в заводской упаковке или без нее содержание пыли, паров кислот и щелочей, агрессивных газов и других вредных примесей, вызывающих коррозию, не должно превышать содержание коррозионно-активных агентов для атмосферы типа I по ГОСТ 15150-69.

5 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

5.1 Гарантийный срок эксплуатации 36 месяцев со дня ввода счетчика в эксплуатацию. Гарантийный срок хранения 12 месяцев с момента изготовления счетчика.

5.2 Изготовитель гарантирует соответствие счетчика требованиям технических условий ТУ 26.51.43-233-05763903-2017 при соблюдении следующих правил:

- соответствие условий эксплуатации, хранения, транспортирования изложенных в настоящем руководстве;
- обслуживание счетчика должно производиться в соответствии с требованиями настоящего руководства персоналом, прошедшим специальное обучение.

5.3 Потребитель лишается права на гарантийный ремонт:

- при несоблюдении потребителем требований 5.2;
- несоблюдения потребителем условий эксплуатации, транспортирования и хранения счетчика в соответствии с настоящим руководством по эксплуатации;
- отсутствия (нарушения) пломб предприятия-изготовителя на корпусе счетчика.

6 СВЕДЕНИЯ О РЕКЛАМАЦИЯХ

6.1 При отказе в работе или неисправности счетчика в период действия гарантийного срока потребителем должен быть составлен акт о необходимости ремонта и отправки счетчика изготовителю.

6.2 Счетчики, подвергавшиеся вскрытию, имеющие наружные повреждения, а также применявшиеся в условиях, не соответствующих требованиям ТУ 26.51.43-233-05763903-2017, не рекламируются.

6.3 Счетчики, не соответствующие требованию 1.4.5, не рекламируются.

6.4 Единичные отказы комплектующих изделий элементной базы не являются причиной для предъявления штрафных санкций.

7 УТИЛИЗАЦИЯ

7.1 Счетчики не представляют опасности для жизни, здоровья людей и окружающей среды после окончания срока эксплуатации и подлежат утилизации по технологии, принятой на предприятии, эксплуатирующем данные изделия.

Приложение А
(справочное)
Перечень параметров, измеряемых счетчиком

Таблица А.1

№ п/п	Параметр	Стандарт измерений	Интервал измерений (усреднения)	Применение для анализа соответствия КЭ нормам ГОСТ 32144
1	Частота (f)	ГОСТ 30804.4.30, класс А	10 с	
2	Отклонение частоты (Δf)	ГОСТ 32144; ГОСТ 30804.4.30, класс А	10 с	+
3	С.к.з. фазных напряжений (U_A, U_B, U_C)	ГОСТ 30804.4.30, класс А	10Т *	
4	С.к.з. линейных (междуфазных) напряжений (U_{AB}, U_{BC}, U_{CA})		10Т	
5	Положительное отклонение напряжения ($\delta U_{(+)}$) (пофазно)	ГОСТ 32144;	10 мин	+
6	Отрицательное отклонение напряжения ($\delta U_{(-)}$) (пофазно)	ГОСТ 30804.4.30, класс А	10 мин	+
7	Кратковременная доза фликера (P_{st}) (пофазно)	ГОСТ 30804.4.30, класс А; МЭК 61000-4-15	10 мин	+
8	Длительная доза фликера (P_{It}) (пофазно)		2 ч	+
9	Коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения ($K_{U(n)}$) (пофазно)	ГОСТ 32144;	10Т	
10		ГОСТ 30804.4.30, класс А; ГОСТ 30804.4.7, класс I	10 мин	+
11	Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения (K_U) (пофазно)	ГОСТ 32144;	10Т	
12		ГОСТ 30804.4.30, класс А; ГОСТ 30804.4.7, класс I	10 мин	+
13	Среднеквадратическое значение n-ой гармонической подгруппы напряжения ($U_{sg,n}$) (пофазно)	ГОСТ 30804.4.30, класс А; ГОСТ 30804.4.7, класс I	10Т	
14	Суммарный коэффициент гармонических подгрупп напряжения ($THDS_U$) (пофазно)		10Т	

Окончание таблицы А.1

№ п/п	Параметр	Стандарт измерений	Интервал измерений (усреднения)	Применение для анализа соответствия КЭ нормам ГОСТ 32144
15	Среднеквадратическое значение n-ой интергармонической центрированной подгруппы напряжения ($U_{isg,n}$) (пофазно)	ГОСТ 30804.4.30, класс А;	10Т	
16		ГОСТ 30804.4.7, класс I	10 мин	
17	Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности (K_{2U})	ГОСТ 32144;	10Т	
18		ГОСТ 30804.4.30, класс А	10 мин	+
19	Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности (K_{0U})	ГОСТ 32144;	10Т	
20		ГОСТ 30804.4.30, класс А	10 мин	+
21	Длительность прерывания напряжения ($\Delta t_{пр}$)	ГОСТ 30804.4.30, класс А	-	
22	Длительность провала напряжения ($\Delta t_{п}$)	ГОСТ 30804.4.30, класс А	-	
23	Остаточное напряжение провала напряжения (U_{res})	ГОСТ 30804.4.30, класс А	-	
24	Глубина провала напряжения ($\delta U_{п}$)	ГОСТ 8.655	-	
25	Длительность временного перенапряжения ($\Delta t_{пер.U}$)	ГОСТ 30804.4.30, класс А	-	
26	Максимальное значение перенапряжения ($U_{пер,max}$)		-	
27	Коэффициент временного перенапряжения ($K_{пер.U}$)	ГОСТ 8.655	-	

* Интервал времени длительностью 10 периодов основной частоты (50 Гц) по ГОСТ 30804.4.30 ($\approx 0,2$ секунды)

Таблица А.2 - расчетные формулы, либо ссылки на ГОСТ в части рассчитываемых счетчиком параметров

Наименование параметра	Ссылка на ГОСТ или расчётная формула для рассчитываемого параметра
1 Среднеквадратическое значение напряжения, U , В	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
2 Отрицательное отклонение напряжения ($\delta U_{(-)}$), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 32144-2013
3 Положительное отклонение напряжения ($\delta U_{(+)}$), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 32144-2013
4 Частота, f , Гц	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
5 Кратковременная доза фликера (P_{st}), отн.ед.	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ Р 51317.4.15-2012
6 Длительная доза фликера (P_{lt}), отн.ед.	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ Р 51317.4.15-2012
7 Коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения до 50 порядка ($K_{U(n)}$), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
8 Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения (коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения) (K_U), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
9 Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности (K_{2U}), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
10 Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности (K_{0U}), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
11 Коэффициент временного перенапряжения ($K_{пер}$), отн.ед.	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
12 Глубина провала напряжения (δU_p), %	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
13 Длительность прерывания напряжения ($\Delta t_{пер}$), с	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
14 Длительность временного перенапряжения ($\Delta t_{пер.}$), с	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
15 Коэффициент временного перенапряжения ($K_{пер}$), отн.ед.	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А
16 Установившееся отклонение напряжения, (δU_v), %	ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 8.655-2009
17 Напряжение, меньшее номинала, $U_{m(-)}$, В	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 32144-2013
18 Напряжение, большее номинала, $U_{m(+)}$, В	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 32144-2013
19 Отклонение частоты (Δf), Гц	ГОСТ 32144-2013
20 С.к.з. напряжения основной частоты ($U_{(1)}$), В	ГОСТ 8.655-2009
21 С.к.з. напряжения с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка) ($U_{(1-50)}$), В	$U_{(1-50)} = \sqrt{\sum_{n=1}^{50} U_{sg,n}^2}$

Продолжение таблицы А.2

Наименование параметра	Ссылка на ГОСТ или расчётная формула для рассчитываемого параметра
22 Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения с учетом влияния всех гармоник до 50 порядка ($K_{U(1-50)}$), %	$K_{U(1-50)} = \frac{1}{U_{sg,1}} \sqrt{\sum_{n=2}^{50} U_{sg,n}^2} \cdot 100$
23 С.к.з. n-ой гармонической подгруппы напряжения (до 50 порядка) ($U_{sg,n}$), В	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
24 Суммарный коэффициент гармонических подгрупп напряжения ($THDS_U$), отн.ед.	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
25 С.к.з. m-ой интергармонической центрированной подгруппы напряжения (до 50 порядка) ($U_{isg,m}$), В	ГОСТ 30804.4.30-2013 класс А, ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
26 Фазовый угол между 1-ой (составляющей основной частоты) и n-ой гармонической составляющей напряжения (до 50 порядка) ($\varphi_{Usg,n}$), °	ГОСТ 8.655-2009
27 Угол фазового сдвига между напряжениями фазными/линейными) основной частоты (φ_U), °	ГОСТ 8.655-2009
28 Значение напряжения прямой последовательности (U_1), В	$U_1 = \frac{1}{3} \cdot \left \dot{U}_A + e^{i\frac{2\pi}{3}} \dot{U}_B + e^{i\frac{4\pi}{3}} \dot{U}_C \right $
29 Значение напряжения обратной последовательности (U_2), В	$U_2 = \frac{1}{3} \cdot \left \dot{U}_A + e^{i\frac{4\pi}{3}} \dot{U}_B + e^{i\frac{2\pi}{3}} \dot{U}_C \right $
30 Значение напряжения нулевой последовательности (U_0), В	$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \left \dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C \right $
31 С.к.з. силы тока, (I), А	ГОСТ 8.655-2009
32 С.к.з. силы тока с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка), ($I_{(1-50)}$), А	$I_{(1-50)} = \sqrt{\sum_{n=1}^{50} I_{sg,n}^2}$
33 С.к.з. силы тока основной частоты, (I_1), А	ГОСТ 8.655-2009
34 Коэффициент несимметрии тока по обратной последовательности, (K_{2I}), %	$K_{2I} = \frac{I_2}{I_1} \cdot 100$
35 Коэффициент несимметрии тока по нулевой последовательности, (K_{0I}), %	$K_{0I} = \frac{I_0}{I_1} \cdot 100$
36 С.к.з. n-ой гармонической подгруппы тока (до 50 порядка) ($I_{sg,n}$), А	ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
37 С.к.з. m-ой интергармонической подгруппы тока (до 50 порядка) ($I_{isg,m}$), А	ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
38 Угол фазового сдвига между 1-ой (составляющей основной частоты) и n-ой гармонической составляющей фазного тока ($\varphi_{Isg,n}$), °	ГОСТ 8.655-2009
39 Угол фазового сдвига между фазными токами основной частоты (φ_I), °	ГОСТ 8.655-2009

Продолжение таблицы А.2

Наименование параметра	Ссылка на ГОСТ или расчётная формула для рассчитываемого параметра
40 Суммарный коэффициент гармонических подгрупп тока (THDS _I), отн.ед.	ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
41 Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока, (K _I), %	ГОСТ 8.655-2009
42 Коэффициент n-ой гармонической составляющей тока до 50 порядка (K _{I(n)}), %	ГОСТ 8.655-2009
43 Значение силы тока прямой последовательности (I ₁), А	$I_1 = \frac{1}{3} \cdot \left \dot{I}_A + e^{i\frac{2\pi}{3}} \dot{I}_B + e^{i\frac{4\pi}{3}} \dot{I}_C \right $
44 Значение силы тока обратной последовательности (I ₂), А	$I_2 = \frac{1}{3} \cdot \left \dot{I}_A + e^{i\frac{4\pi}{3}} \dot{I}_B + e^{i\frac{2\pi}{3}} \dot{I}_C \right $
45 Значение силы тока нулевой последовательности (I ₀), А	$I_0 = \frac{1}{3} \cdot \left \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C \right $
46 Угол фазового сдвига между n-ми гармоническими составляющими напряжения и тока (до 50 порядка) (φ _{UI(n)}), °	ГОСТ 8.655-2009
47 Угол фазового сдвига между напряжением и током основной частоты (φ _{UI}), °	ГОСТ 8.655-2009
48 Угол фазового сдвига между напряжением и током прямой последовательности (φ _{UI1}), °	ГОСТ 8.655-2009
49 Угол фазового сдвига между напряжением и током обратной последовательности (φ _{UI2}), °	ГОСТ 8.655-2009
50 Угол фазового сдвига между напряжением и током нулевой последовательности (φ _{UI0}), °	ГОСТ 8.655-2009
51 Активная мощность (P), Вт	ГОСТ 8.655-2009
52 Активная мощность с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка), (P ₍₁₋₅₀₎), Вт	$P_{(1-50)} = \sum_{n=1}^{50} U_{sg,n} \cdot I_{sg,n} \cdot \cos \varphi_{UI(n)}$
53 Активная мощность основной частоты, (P ₁), Вт	$P_{(1)} = U_{sg,1} \cdot I_{sg,1} \cdot \cos \varphi_{UI}$
54 Активная мощность n-й гармонической составляющей (до 50 порядка) (P _(n)), Вт	$P_{(n)} = U_{sg,n} \cdot I_{sg,n} \cdot \cos \varphi_{UI(n)}$
55 Активная мощность прямой последовательности, (P ₁₍₁₎), Вт	$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_{UI11}$
56 Активная мощность обратной последовательности, (P ₂₍₁₎), Вт	$P_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \cos \varphi_{UI212}$
57 Активная мощность нулевой последовательности, (P ₀₍₁₎), Вт	$P_0 = U_0 \cdot I_0 \cdot \cos \varphi_{UI010}$
58 Реактивная мощность (Q), вар	ГОСТ 8.655-2009
59 Реактивная мощность с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка) (Q ₍₁₋₅₀₎), вар	$Q_{(1-50)} = \sum_{n=1}^{50} U_{sg,n} \cdot I_{sg,n} \cdot \sin \varphi_{UI(n)}$
60 Реактивная мощность основной частоты (Q ₍₁₎), вар	$Q_{(1)} = U_{sg,1} \cdot I_{sg,1} \cdot \sin \varphi_{UI}$

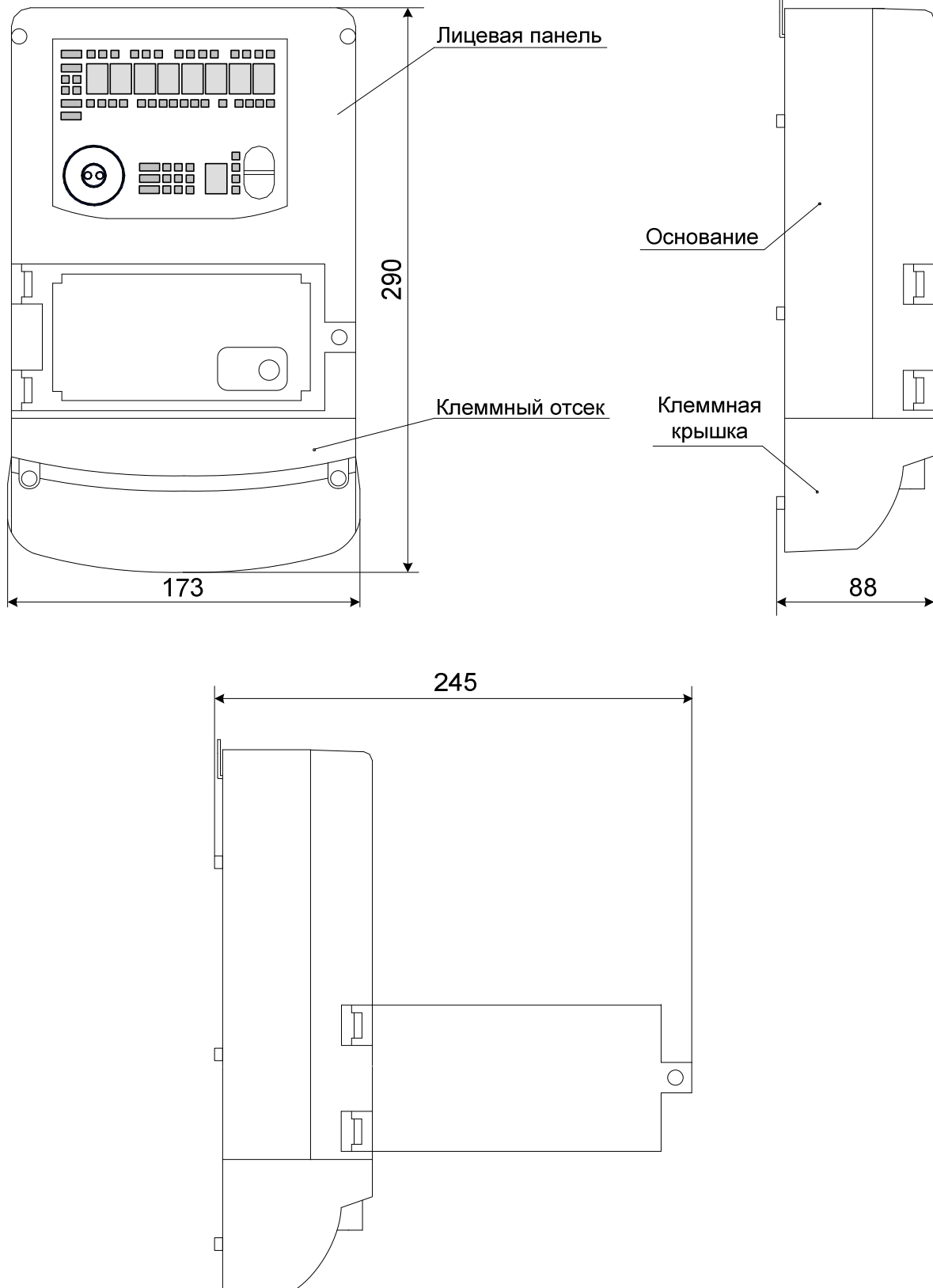
Окончание таблицы А.2

Наименование параметра	Ссылка на ГОСТ или расчётная формула для рассчитываемого параметра
61 Реактивная мощность n-ой гармонической составляющей, ($Q_{(n)}$), вар	$Q_{(n)} = U_{sg,n} \cdot I_{sg,n} \cdot \sin \varphi_{UI(n)}$
62 Реактивная мощность прямой последовательности, ($Q_{1(1)}$), вар	$Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sin \varphi_{U1I1}$
63 Реактивная мощность обратной последовательности, ($Q_{2(1)}$), вар	$Q_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sin \varphi_{U2I2}$
64 Реактивная мощность нулевой последовательности, ($Q_{0(1)}$), вар	$Q_0 = U_0 \cdot I_0 \cdot \sin \varphi_{U0I0}$
65 Полная мощность, S, В·А	ГОСТ 8.655-2009
66 Полная мощность с учетом гармонических составляющих от 1 до n (до 50 порядка), ($S_{(1-50)}$), В·А	$S_{(1-50)} = U_{(1-50)} \cdot I_{(1-50)}$
67 Полная мощность основной частоты, ($S_{(1)}$), В·А	$S_{(1)} = U_{sg,1} \cdot I_{sg,1}$
68 Полная мощность n-й гармонической составляющей, ($S_{(n)}$), В·А	$S_{(n)} = U_{sg,n} \cdot I_{sg,n}$
69 Полная мощность прямой последовательности, ($S_{1(1)}$), В·А	$S_1 = U_1 \cdot I_1$
70 Полная мощность обратной последовательности, ($S_{2(1)}$), В·А	$S_2 = U_2 \cdot I_2$
71 Полная мощность нулевой последовательности, ($S_{0(1)}$), В·А	$S_0 = U_0 \cdot I_0$
72 Коэффициент мощности, $K_M(\cos\varphi)$, отн. ед.	$K_M = \frac{P}{S}$
73 Активная энергия, W_p , кВт·ч	ГОСТ 31819.22-2012 класс 0.2S
74 Активная энергия первой гармоники, $W_{P(1)}$, кВт·ч	$W_{P(1)} = \sum P_{(1)} \cdot \Delta t$
75 Активная энергия прямой последовательности, $W_{P1(1)}$, кВт·ч	$W_{P1(1)} = \sum P_{1(1)} \cdot \Delta t$
76 Реактивная энергия, W_Q , квар·ч	ГОСТ 31819.23-2012 класс 1
77 Реактивная энергия первой гармоники, $W_{Q(1)}$, квар·ч	$W_{Q(1)} = \sum Q_{(1)} \cdot \Delta t$
78 Реактивная энергия прямой последовательности, $W_{Q1(1)}$, квар·ч	$W_{Q1(1)} = \sum Q_{1(1)} \cdot \Delta t$
79 Полная энергия, W_S , кВ·А·ч	$W_S = \sum S \cdot \Delta t$
80 Полная энергия первой гармоники, $W_{S(1)}$, кВ·А·ч	$W_{S(1)} = \sum S_{(1)} \cdot \Delta t$
81 Полная энергия прямой последовательности, $W_{S1(1)}$, кВ·А·ч	$W_{S1(1)} = \sum S_{1(1)} \cdot \Delta t$

Приложение Б

(обязательное)

Общий вид и габаритные размеры счетчика



Примечание – габаритные размеры указаны в миллиметрах

Рисунок Б.1 – Общий вид и габаритные размеры счетчика ЩМК120СП

(а, б – вид на счетчик соответственно спереди, и сбоку)

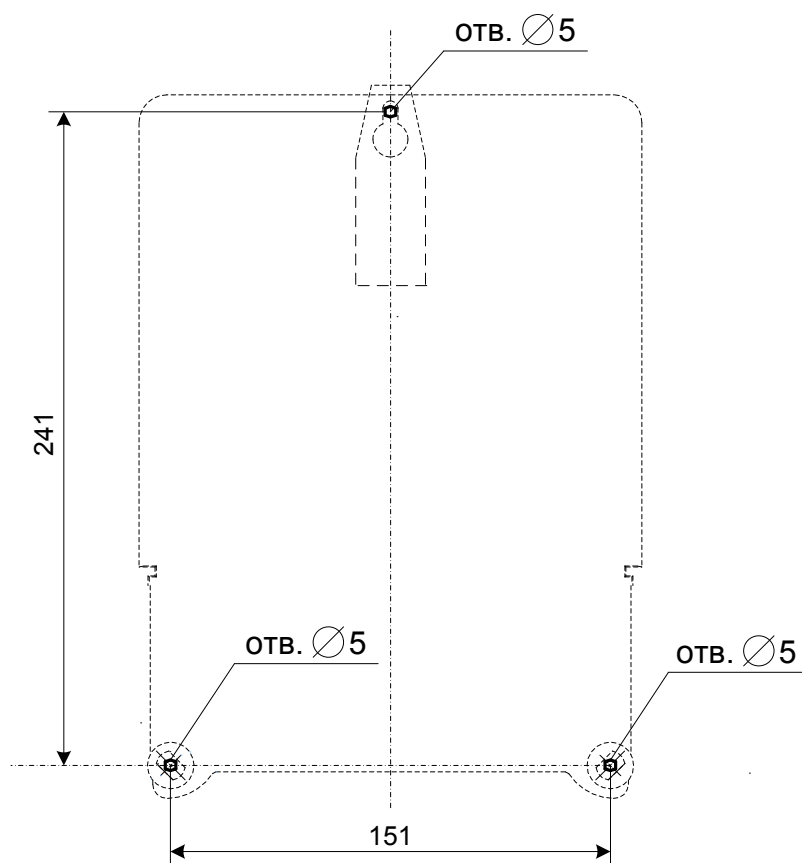
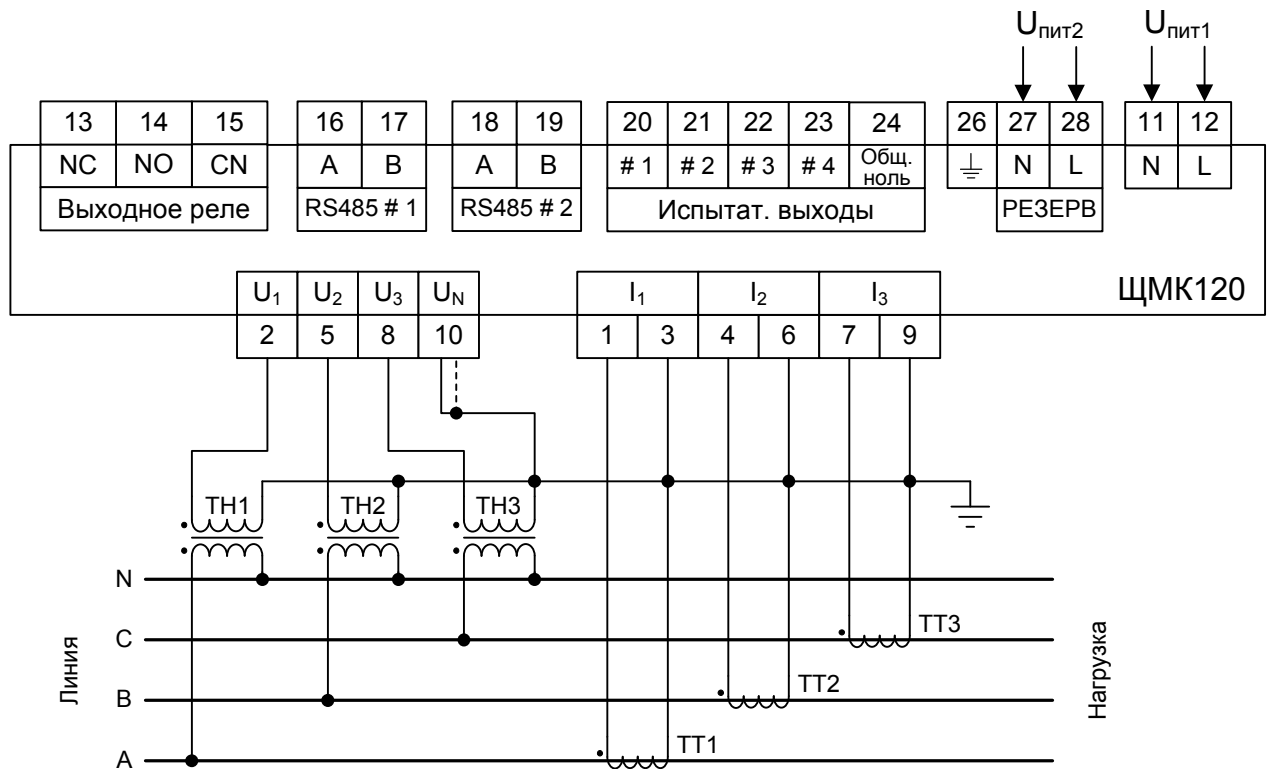


Рисунок Б.2 – Установочные размеры счетчика (в миллиметрах)
(со снятой клеммной крышкой)

Приложение В

(обязательное)

Схемы внешних подключения счетчиков



$U_{пит1}$ – напряжение основного источника питания прибора

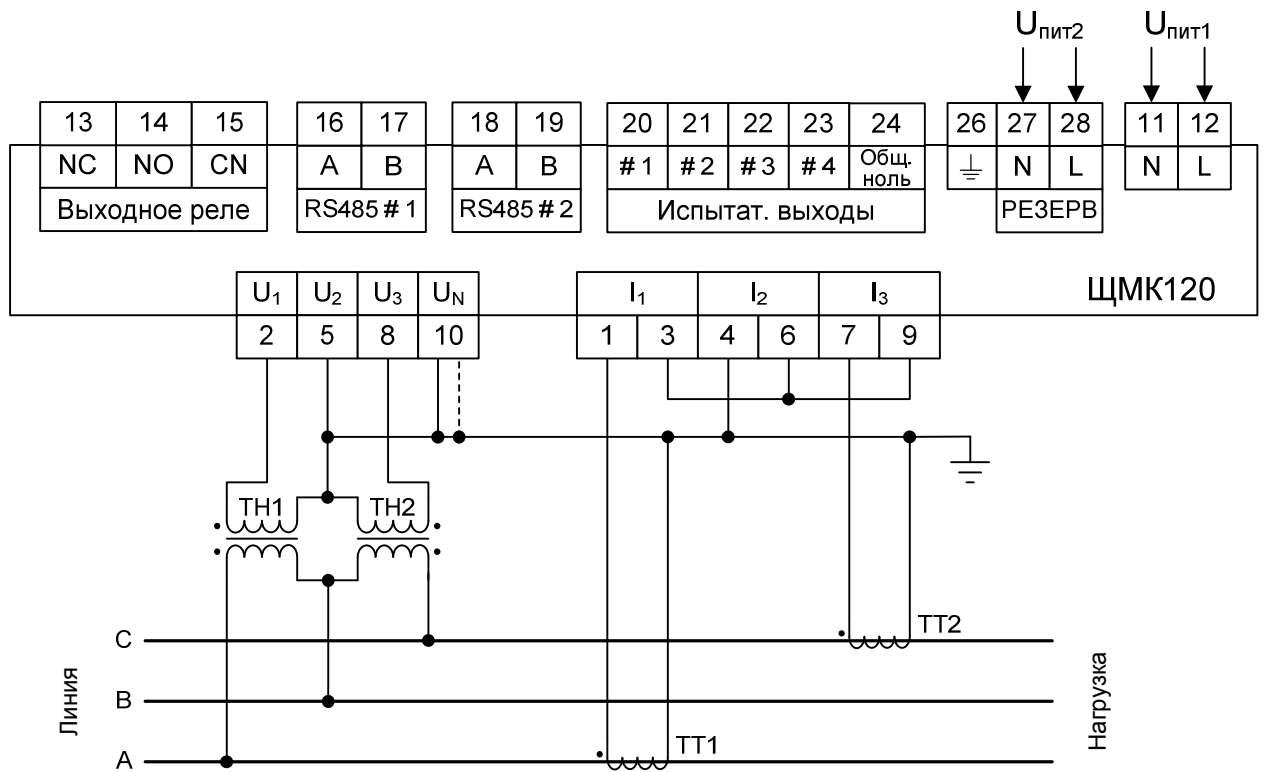
$U_{пит2}$ – напряжение резервного/вспомогательного источника электропитания

Примечания

1 Расположение клемм подключения измерительных цепей тока («I₁», «I₂», «I₃» – клеммы №№ 1, 3, 4, 6, 7, 9), напряжения (клеммы №№ 2, 5, 8, 10) и клемм №№ 11–28 показано на рисунке В.3

Рисунок В.1 – Схема подключения счетчика

(трехфазное четырехпроводное трехэлементное подключение с использованием 3 ТТ и 3 ТН)



$U_{пит1}$ – напряжение основного источника питания прибора

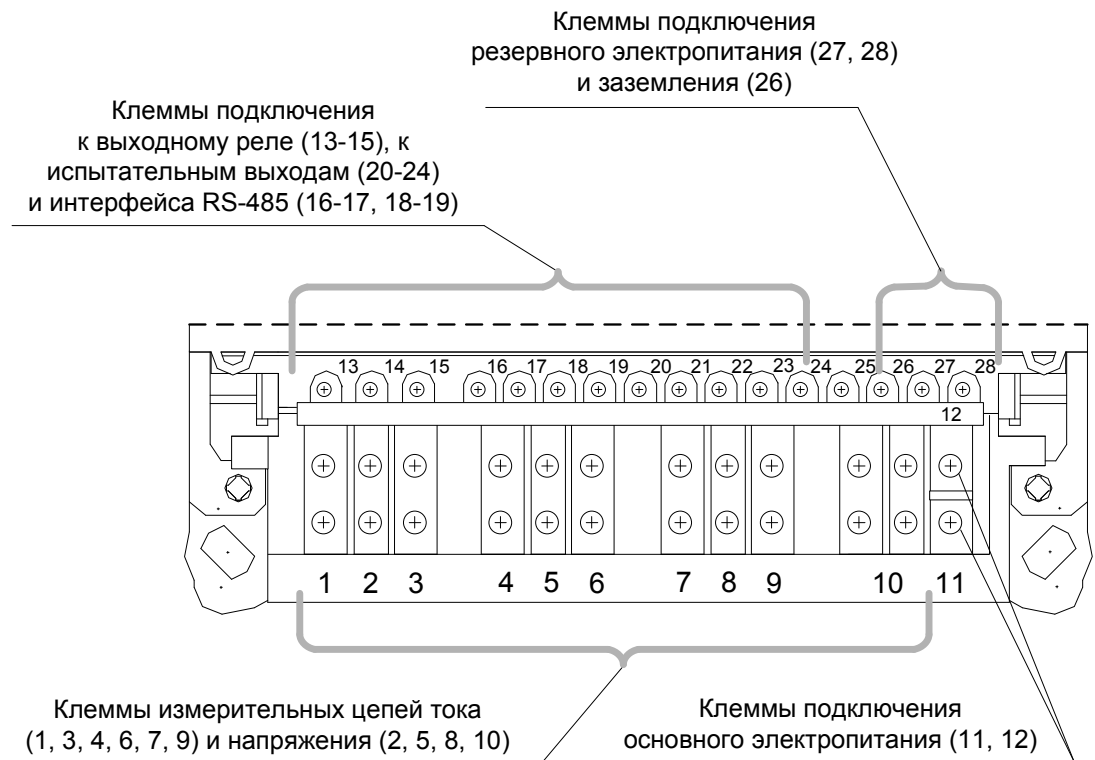
$U_{пит2}$ – напряжение резервного/вспомогательного источника электропитания

Примечания

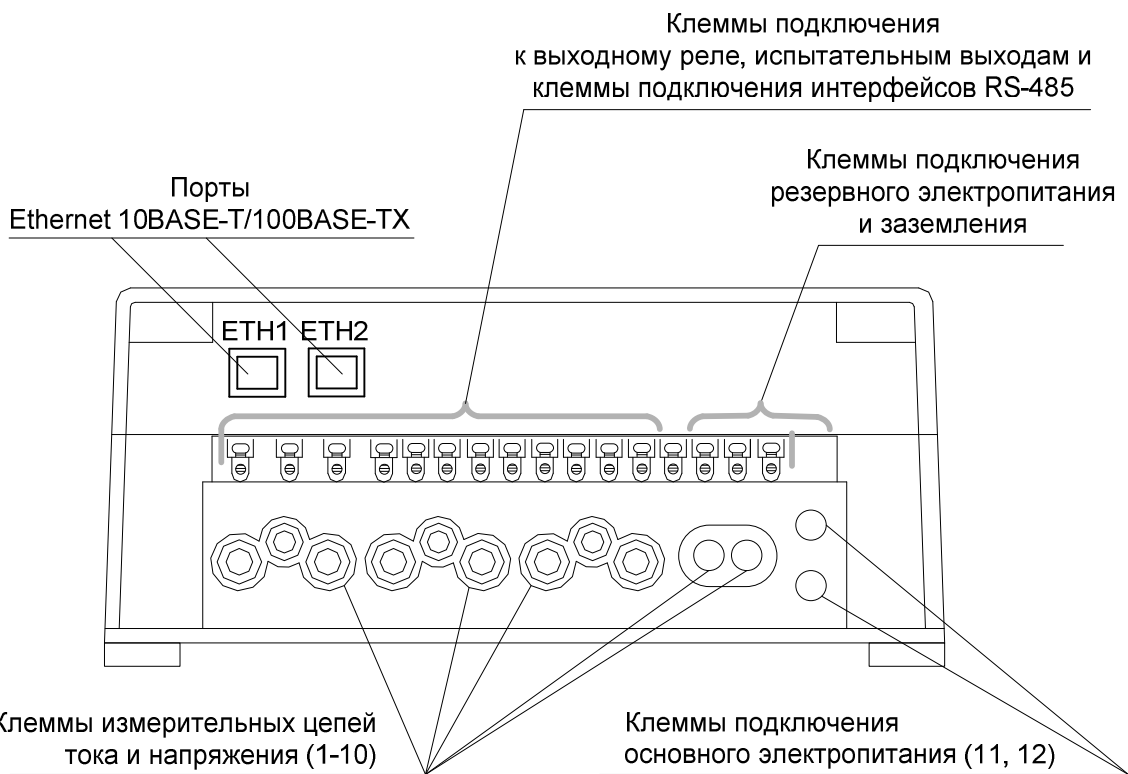
1 Расположение клемм подключения измерительных цепей тока (клеммы №№ 1, 3, 4, 6, 7, 9), напряжения (клеммы №№ 2, 5, 8, 10) и клемм №№ 11–28 показано на рисунке В.3

Рисунок В.2 – Схема подключения счетчика

(трехфазное трехпроводное двухэлементное подключение с использованием 2 ТТ и 2 ТН)



а



б

Рисунок В.3 – Расположение клемм подключения измерительных цепей тока и напряжения, клемм подключения к выходному реле, к испытательным выходам, клемм интерфейса RS485, электропитания и заземления под клеммной крышкой счетчика:

а – вид на прибор спереди со снятой клеммной крышкой; *б* – вид на прибор снизу.

Приложение Г
(обязательное)

Структурная схема счетчиков



Рисунок Г.1 - Функциональная структурная схема счетчика

Приложение Д

(обязательное)

Описание WEB-интерфейса счетчика

Д.1 Общие сведения

Д.1.1 Подключение к устройству через Web-интерфейс производится с локального или удаленного компьютера (рабочей станции), имеющий связь с устройством через IP-сеть. Подробные сведения о выполнении операций подключения к устройству через Web-интерфейс приведены в 3.3.3 настоящего руководства.

Д.1.2 Обобщенная структура экрана Web-интерфейса приведена на рисунке Д.1.

Экран Web-интерфейса включает в себя строку вкладок, область пунктов меню, область отображения основной информации. Также на экране присутствует строка отображения состояния и другая дополнительная информация (например, наименование места установки устройства, модель устройства и текущее имя пользователя в сеансе связи с устройством через Web-интерфейс).

Д.1.3 Строка вкладок включает в себя имена соответствующих вкладок Web-интерфейса: «ИЗМЕРЕНИЯ», «НАСТРОЙКИ», «ЖУРНАЛ» и «ИНФОРМАЦИЯ».

При нажатии на имя вкладки осуществляется переход в соответствующую вкладку. При этом экран Web-интерфейса принимает вид, соответствующий нахождению пользователя в данной вкладке.

Описание возможных действий пользователя при нахождении в соответствующих вкладках Web-интерфейса приведено в последующих пунктах приложения.

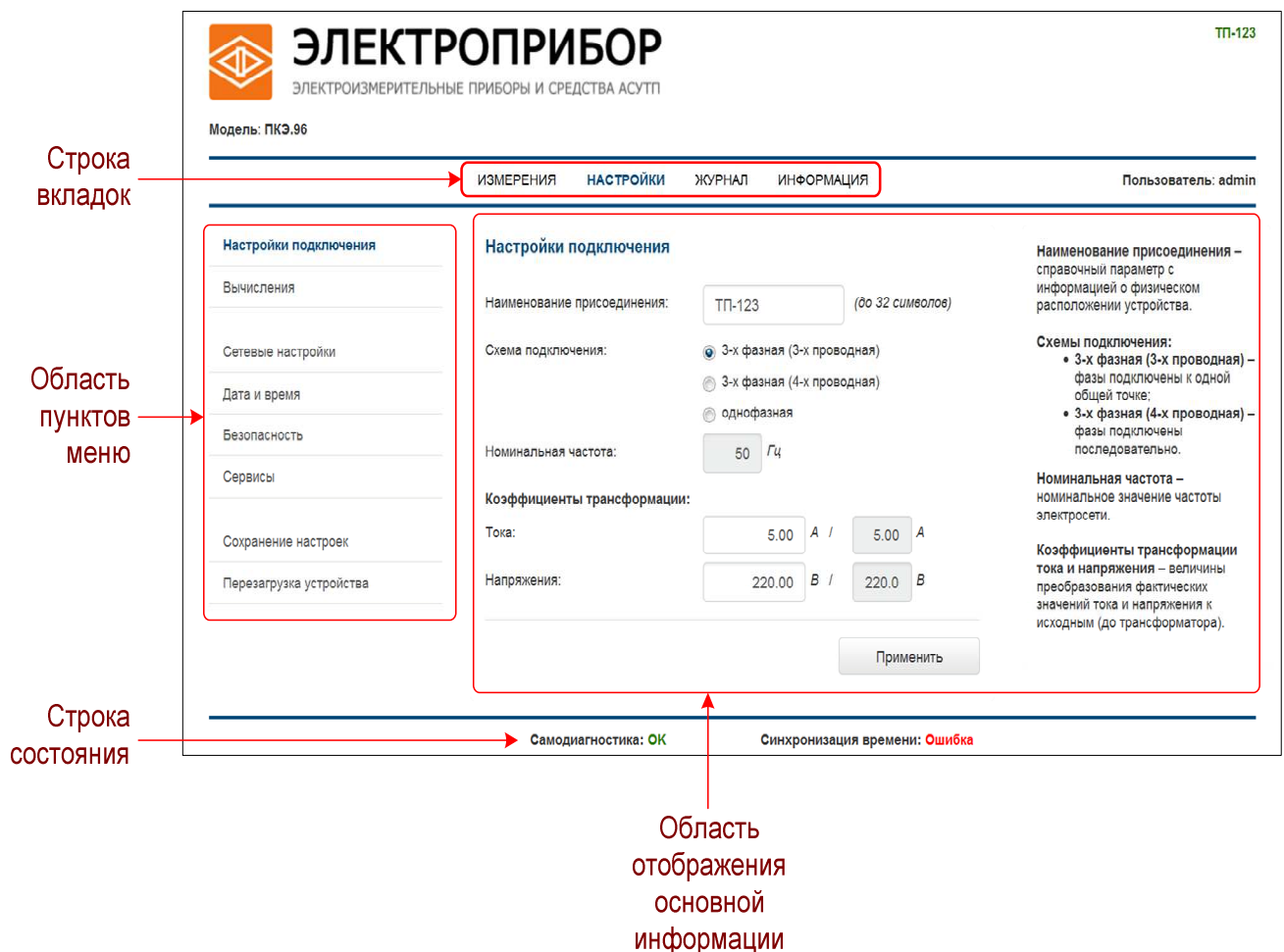


Рисунок Д.1 – Общая структура экрана Web-интерфейса

Д.1.4 Область пунктов меню включает в себя несколько пунктов, состав которых может меняться в зависимости от того, в какой вкладке в текущий момент находится пользователь.

При нажатии на наименование пункта в области пунктов меню осуществляется переход к соответствующему экрану Web-интерфейса.

Описание действий, совершаемых пользователем при нахождении на соответствующем экране Web-интерфейса, приведено в последующих пунктах данного приложения.

Д.1.5 Область отображения основной информации служит для обеспечения ввода пользователем данных, необходимых для конфигурирования устройства (при нахождении пользователя во вкладке «НАСТРОЙКИ»), а также других данных, например, текущих измеренных прибором значений

электрических параметров (при нахождении во вкладке «ИЗМЕРЕНИЯ»), журнала событий прибора (при нахождении во вкладке «ЖУРНАЛ») и т.п.

Д.1.6 Строка состояния служит для визуализации флагов текущего состояния устройства и его окружения.

Строка включает в себя два флага состояния:

- 1) результат самодиагностики прибора;
- 2) результат выполнения последней процедуры синхронизации устройства с внешним сервером точного времени.

Значение каждого из флагов состояния отражается знаковой строкой соответствующего цвета. Описание возможных значений флагов состояния приведено в таблице Д.1.

Таблица Д.1 – Описание значений флагов в строке состояния

Наименование флага	Значение	Описание состояния
«Самодиагностика»	«ОК»	Прибор работает нормально
	«Ошибка»	Ошибка самодиагностики прибора (какие-либо неполадки или сбой в работе прибора)
«Синхронизация времени»	«ОК»	Последняя процедура синхронизации устройства с внешним сервером была успешной
	«Ошибка»	Ошибка в ходе выполнения последней процедуры синхронизации устройства с внешним сервером
	«Отсутствует»	Синхронизация времени прибора с внешним сервером отключена

Д.2 Описание вкладки «ИЗМЕРЕНИЯ»

Во вкладке «ИЗМЕРЕНИЯ» обеспечивается:

– просмотр данных текущих измерений электрических параметров (тока, напряжения, мощности, частоты и т.п.);

– просмотр данных текущих измерений электроэнергии (величин накопительных итогов) (отдельно по активной, реактивной и полной энергии с учетом направления (принятая/отданная), квадранта и т.п.);

– доступ к сохраненным в приборе профилям величин измеряемой электрической мощности (считывание указанных профилей с прибора с сохранением на локальный компьютер).

Вышеуказанные операции выполняются в соответствующих пунктах меню вкладки «ИЗМЕРЕНИЯ». Соответственно, доступны три пункта меню:

1) «Действующие значения» (просмотр данных текущих измерений электрических параметров: тока, напряжения, мощности, частоты и т.п.);

2) «Электрическая энергия» (просмотр данных текущих измерений электроэнергии (величин накопительных итогов));

3) «Профилерование мощности» (сохранение профилей мощности с прибора на локальный компьютер).

Содержание вышеуказанных пунктов меню и работа с ними описаны далее.

Д.2.1 Меню «Действующие значения»

При переходе во вкладку «ИЗМЕРЕНИЯ» пользователь попадает в пункт меню «Действующие значения» автоматически.

При переходе пользователем во вкладку «ИЗМЕРЕНИЯ» и в меню «Действующие значения» указанной вкладки основная область отображения информации Web-интерфейса имеет примерный вид, как показано на рисунке Д.2.

На указанной форме в соответствующих таблицах отображаются данные измерений параметров электрической мощности, тока, напряжения и частоты.

Данные измерений отображаются по состоянию на момент времени, указанный в строке «Действующие значения» в верхней части экрана (на начало указанной секунды астрономического времени по внутренним часам прибора). Переводом переключателя «Автообновление» в положение «Вкл» обеспечивается включение функции периодического обновления (1 раз в 5 секунд) данных текущих измерений электрических величин, отображаемых на экране.

Действующие значения: 22.12.2015 11:26:43 Автообновление: Вкл

Параметр	Ед.изм.	Фаза А	Фаза В	Фаза С	Сумма
Активная мощность	Вт	3.46	3.45	3.43	10.34
Реактивная мощность	вар	-0.29	-0.29	-0.29	-0.88
Полная мощность	ВА	3.47	3.46	3.45	10.37
Коэффициент мощности		1.00	1.00	1.00	

Параметр	Ед.изм.	А/АВ	В/ВС	С/СА
Напряжение	В	222.49	222.74	222.61
Ток	А	0.03	0.03	0.03
Коэффициент несинусоидальности напряжения	%	2.66	2.66	2.66
Коэффициент несинусоидальности тока	%	148.36	148.79	148.91

Параметр	Ед.изм.	АВ	ВС	СА
Линейное напряжение	В	0.23	0.12	0.11
Межфазные углы напряжения	°	0.00	0.00	0.00
Межфазные углы тока	°	0.00	0.00	0.00

Параметр	Ед.изм.	Значение
Частота	Гц	50.00

Рисунок Д.2 – Вкладка «ИЗМЕРЕНИЯ»

В первой по порядку таблице формы приводятся данные измерений соответствующих мощностей по отдельным фазам и суммарно по фазам, а также данные измерений коэффициента мощности по отдельным фазам.

Во второй таблице приводятся данные измерений действующих значений фазных напряжений (при заданном 4-проводном 3-элементном подключении прибора по измерительным цепям напряжения; в случае заданного 3-проводного 2-элементного подключения выводятся значения междуфазных напряжений) и фазных токов. В третьей таблице приводятся данные измерений действующих значений линейных (междуфазных)

напряжений. В четвертой таблице – данные текущих измерений частоты напряжения.

Д.2.2 Меню «Электрическая энергия»

При переходе в указанное меню на экране в соответствующих таблицах отображаются данные накопительных итогов по величинам электрической энергии (активной, реактивной, полной, с учетом направления (прямая/отданная) либо номера квадранта):

1) таблица «Электрическая энергия» – величины электроэнергии с учетом всех гармонических составляющих по отдельным фазам и суммарно по фазам;

2) таблица «Электрическая энергия по 1-ой гармонике» – величины электрической энергии 1-ой гармоники по отдельным фазам и суммарно по фазам;

3) таблица «Электрическая энергия по прямой последовательности».

Данные величин накопительных итогов отображаются по состоянию на момент времени, указанный в строке «Электрическая энергия: <ДАТА/ВРЕМЯ>» в верхней части экрана (на начало указанной секунды астрономического времени по внутренним часам прибора). Переводом переключателя «Автообновление» в положение «Вкл» обеспечивается включение функции периодического обновления (1 раз в 5 секунд) данных измеряемых прибором величин накопительных итогов по электроэнергии, отображаемых на экране.

Величины накопительных итогов по активной и реактивной энергии по умолчанию отображаются суммарно по всем тарифам счетчика электроэнергии (с 1-ого по 8-ой). Для выбора тарифа, по которому будут отображаться величины накопительных итогов в таблицах, имеется поле «Тариф:» в верхней части экранной формы.

Д.3 Описание пунктов меню вкладки «НАСТРОЙКИ»

Во вкладке «НАСТРОЙКИ» пользователю доступны пункты меню, указанные в таблице Д.2 (при первоначальном переходе во вкладку пользователь автоматически попадает в меню «Настройки подключения»).

Описание порядка работы с отдельными пунктами меню во вкладке «НАСТРОЙКИ» приведено в разделе 3 настоящего руководства в соответствующих пунктах, описывающих выполнение через Web-интерфейс операций программной настройки (конфигурирования) устройства.

Таблица Д.2 – Перечень пунктов меню во вкладке «НАСТРОЙКИ»

Пункт меню	Описание
Настройки подключения	Задание параметров подключения прибора к первичной измеряемой эл.сети: настройка схемы подключения (трех-/четырёхпроводная), задание значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения; задание наименования места установки прибора (наименование присоединения энергообъекта)
Вычисления	Задание параметров настройки измерений отдельных ПКЭ, в частности, величины согласованного напряжения, а также пороговых значений провалов, прерываний напряжения, перенапряжений
Профилирование мощности	Задание временных интервалов профилирования величин измеряемой мощности в приборе
Тарификация	Настройка тарифных расписаний по учету электроэнергии (только для модификации прибора ЦМК120СП с функцией счетчика коммерческого / технического учета электроэнергии)
Сетевые настройки	Настройка параметров доступа к устройству через интерфейсы Ethernet
Дата и время	Настройку времени/даты (показаний внутренних часов реального времени прибора), а также настройки параметров синхронизации внутренних часов прибора от внешнего источника точного времени
Система	Настройка системных параметров: паролей доступа к устройству через Web-интерфейс, уровня яркости свечения LED-индикаторов на лицевой панели. В указанном пункте меню также настраивается: - для приборов ЦМК96 и ЦМК120 щитового исполнения: начальный режим отображения лицевой панели после перезагрузки прибора; - для прибора ЦМК120СП (панельного исполнения): размерность отображаемых на лицевой панели прибора

Пункт меню	Описание
	величин накопительных итогов по электроэнергии («Кило»/«Мега») и количество знаков после запятой отображаемых величин накопительных итогов.
Интерфейс RS-485 № 1	Настройка параметров передачи данных через интерфейс RS-485 # 1 прибора
Интерфейс RS-485 № 2	Настройка параметров передачи данных через интерфейс RS-485 # 2 прибора
Испытательные выходы	Настройка испытательных выходов прибора (для прибора в исполнении ЩМК120СП со встроенной функцией счетчика коммерческого / технического учета электроэнергии)
МЭК 60870-5-104	Настройка параметров передачи данных по протоколу МЭК 60870-5-104
МЭК 61850-8-11	Настройка параметров коммуникационного сервера МЭК 61850-8-1 в приборе
Сохранение настроек	Сервисная функция сохранения текущих настроек устройства (с целью, например, резервного копирования настроек), а также восстановления заводской конфигурации устройства (параметров настройки устройства, заданных по умолчанию на предприятии-изготовителе)
Перезагрузка устройства	Экран инициации процесса перезагрузки устройства (для обеспечения вступления в силу изменений отдельных параметров настройки, выполненных в ходе последних операций конфигурирования устройства)

Д.4 Описание вкладки «ЖУРНАЛ»

Д.4.1 При переходе во вкладку «ЖУРНАЛ» на экран выводится содержимое журнала событий устройства в виде таблицы, содержащей в каждой из строк параметры соответствующего события из журнала, включая дату и время события и текстовое описание события.

Примечание – Отдельные строки выводимой таблицы, соответствующие определенным событиям, могут выделяться символом «!» в кружке красного цвета, что сигнализирует о высокой критичности данного события, в частности, сигнализирующие о неработоспособности или некорректном функционировании отдельных программно-аппаратных модулей устройства.

Д.4.2 В процессе функционирования устройства в журнале событий может быть накоплено большое количество записей.

При количестве записей в журнале 20 и более содержимое журнала событий по умолчанию выводится на нескольких страницах (по 20 событий на страницу), при этом переход к соответствующей странице событий производится по ссылке «[n]» (здесь n – требуемый номер страницы событий в журнале) в строке «Страницы» в основной области экрана. Имеется возможность увеличить число событий журнала, одновременно выводимых на экране, выбором необходимого числа (50 или 100) в выпадающем списке в строке «Сообщений на странице».

Д.4.3 В процессе работы с прибором имеется возможность очистки журнала событий (полного удаления всех записей о событиях из журнала). Выполнение указанного действия производится нажатием на кнопку «Очистить журнал событий», расположенную на экране под таблицей событий.

Имеется также возможность сохранения текущего журнала событий в виде текстового файла на локальном компьютере. Выполнение указанного действия производится нажатием на кнопку «Скачать журнал событий», расположенную на экране под таблицей событий.

Д.5 Описание вкладки «ИНФОРМАЦИЯ»

При переходе во вкладку «ИНФОРМАЦИЯ» на экран выводится заводская информация об устройстве, включая сведения о серийном номере, текущей версии встроенного ПО устройства, продолжительности непрерывной работы устройства после последнего включения, также приводятся сведения о предприятии-изготовителе прибора (примерный вид экранной формы вкладки «ИНФОРМАЦИЯ» приведен на рисунке Д.3).

Информация	
Название устройства:	Измеритель показателей качества электроэнергии
Модель:	ПКЭ.96
Серийный номер:	00000000
Дата производства:	1970-01-01
Версия ПО:	1.0
Время работы устройства:	0:08
Производитель:	OJSC Electropribor
Телефон:	+7 (8352) 399-914
Сайт:	elpribor.ru
E-mail:	op@elpribor.ru

Рисунок Д.3 – Вкладка «ИНФОРМАЦИЯ»

Приложение Е

(обязательное)

Протокол совместимости ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

Возможность взаимодействия (совместимость)

Настоящий пункт обобщает параметры с целью оказания помощи в их правильном выборе для отдельных применений. Если система составлена из устройств, изготовленных разными изготовителями, то необходимо, чтобы все партнеры согласились с выбранными параметрами.

Выбранные параметры обозначаются в белых прямоугольниках следующим образом:

— Функция или ASDU не используется.

— Функция или ASDU используется, как стандарте (по умолчанию).

— Функция или ASDU используется в обратном режиме (направлении).

— Функция или ASDU используется в стандартном и обратном режимах.

Возможный выбор (пустой, X, R или B) определяется для каждого пункта или параметра.

Система или устройство

(Параметр, характерный для системы; указывает на определение системы или устройства, маркируя один из нижеследующих прямоугольников знаком X)

— Определение системы

— Определение контролирующей станции (первичный Master)

— Определение контролируемой станции (вторичный Slave)

Прикладной уровень**Режим передачи прикладных данных**

В настоящем стандарте используется только режим 1 (младший байт передается первым), как определено в МЭК 60870-5-4, подпункт 4.10.

Общий адрес ASDU

(Параметр, характерный для системы маркируются знаком X)

— Один байт — Два байта

Адрес объекта информации

(Параметр, характерный для системы; маркируются знаком X)

— Один байт — Структурированный

— Два байта — Неструктурированный

— Три байта

Причина передачи

(Параметр, характерный для системы; маркируются знаком X)

— Один байт — Два байта (с адресом источника).

Если адрес источника не используется, то он устанавливается в 0.

Выбор стандартных ASDU**Информация о процессе в направлении контроля**

(Параметр, характерный для станции; каждый тип информации маркируется знаком X, если используется только в стандартном направлении, знаком R — если используется только в обратном направлении, знаком B — если используется в обоих направлениях)

<1> := Одноэлементная информация

M_SP_NA_1

- <2> := Одноэлементная информация с меткой времени
M_SP_TA_1
- <3> := Двухэлементная информация
M_DP_NA_1
- <4> := Двухэлементная информация с меткой времени
M_DP_TA_1
- <5> := Информация о положении отпаек
M_ST_NA_1
- <6> := Информация о положении отпаек с меткой времени
M_ST_TA_1
- <7> := Строка из 32 бит
M_BO_NA_1
- <8> := Строка из 32 бит с меткой времени
M_BO_TA_1
- <9> := Значение измеряемой величины, нормализованное значение
M_ME_NA_1
- <10>:= Значение измеряемой величины, нормализованное значение
M_ME_TA_1
с меткой времени
- <11>:= Значение измеряемой величины, масштабированное значение
M_ME_NB_1
- <12>:= Значение измеряемой величины, масштабированное значение
M_ME_TB_1
с меткой времени
- <13>:= Значение измеряемой величины, короткий формат с плавающей запятой
M_ME_NC_1

<14>:= Значение измеряемой величины, короткий формат с плавающей запятой с меткой времени

M_ME_TC_1

<15>:= Интегральные суммы

M_IT_NA_1

<16>:= Интегральные суммы с меткой времени

M_IT_TA_1

<17>:= Действие устройств защиты с меткой времени

M_EP_TA_1

<18>:= Упакованная информация о срабатывании пусковых органов защиты с меткой времени

M_EP_TV_1

<19>:= Упакованная информация о срабатывании выходных цепей устройства защиты с меткой времени

M_EP_TC_1

<20>:= Упакованная одноэлементная информация с определением изменения состояния

M_PS_NA_1

<21>:= Значение измеряемой величины, нормализованное значение без описателя качества

M_ME_ND_1

<30>:= Одноэлементная информация с меткой времени

CP56Время2а M_SP_TV_1

<31>:= Двухэлементная информация с меткой времени

CP56Время2а M_DP_TV_1

<32>:= Информация о положении отпаяк с меткой времени CP56Время2а

M_ST_TV_1

<33>:= Строка из 32 битов с меткой времени CP56Время2а
M_VO_TV_1

<34>:= Значение измеряемой величины, нормализованное значение с меткой времени CP56Время2а

M_ME_TD_1

<35>:= Значение измеряемой величины, масштабированное значение с меткой времени CP56Время2а

M_ME_TE_1

<36>:= Значение измеряемой величины, короткий формат с плавающей запятой с меткой времени CP56Время2а

M_ME_TF_1

<37>:= Интегральные суммы с меткой времени CP56Время2а

M_IT_TV_1

<38>:= Действие устройств защиты с меткой времени CP56Время2а

M_EP_TD_1

<39>:= Упакованная информация о срабатывании пусковых органов защиты с меткой времени CP56Время2а

M_EP_TE_1

<40>:= Упакованная информация о срабатывании выходных цепей устройства защиты с меткой времени CP56Время2а

M_EP_TF_1

Используются ASDU из наборов <2>, <4>, <6>, <8>, <10>, <12>, <14>, <16>, <17>, <18>, <19> или из наборов от <30> до <40>.

Информация о процессе в направлении управления

(Параметр, характерный для станции; каждый тип информации маркируется знаком X, если используется только в стандартном направлении,

знаком R — если используется только в обратном направлении, знаком B — если используется в обоих направлениях)

- <45>:= Однопозиционная команда
C_SC_NA_1
- <46>:= Двухпозиционная команда
C_DC_NA_1
- <47>:= Команда пошагового регулирования
C_RC_NA_1
- <48>:= Команда уставки, нормализованное значение
C_SE_NA_1
- <49>:= Команда уставки, масштабированное значение
C_SE_NB_1
- <50>:= Команда уставки, короткий формат с плавающей запятой
C_SE_NC_1
- <51>:= Строка из 32 бит
C_BO_NA_1
- <52>:= Однопозиционная команда с меткой времени
C_SC_TA_1
- <53>:= Двухпозиционная команда с меткой времени
C_DC_TA_1
- <54>:= Команда пошагового регулирования с меткой времени
C_RC_TA_1
- <55>:= Команда уставки, нормализованное значение
с меткой времени
C_SE_TA_1
- <56>:= Команда уставки, масштабированное значение
с меткой времени
C_SE_TB_1
- <57>:= Команда уставки, короткий формат с плавающей запятой
с меткой времени
C_SE_TC_1

<58>:= Строка из 32 бит с меткой времени
C_VO_TA_1

Информация о системе в направлении контроля

(Параметр, характерный для станции; каждый тип информации маркируется знаком X, если используется только в стандартном направлении, знаком R — если используется только в обратном направлении, знаком B — если используется в обоих направлениях)

<70>:= Окончание инициализации
M_EI_NA_1

Информация о системе в направлении управления

(Параметр, характерный для станции; каждый тип информации маркируется знаком X, если используется только в стандартном направлении, знаком R — если используется только в обратном направлении, знаком B — если используется в обоих направлениях)

<100>:= Команда опроса
C_IC_NA_1

<101>:= Команда опроса счетчиков
C_CI_NA_1

<102>:= Команда чтения
C_RD_NA_1

<103>:= Команда синхронизации времени
C_CS_NA_1

<104>:= Команда тестирования
C_TS_NA_1

<105>:= Команда сброса процесса
C_RP_NA_1

<106>:= Команда определения запаздывания
C_CD_NA_1

- <107>:= Команда тестирования с меткой времени
C_TS_TA_1

Передача параметра в направлении управления

(Параметр, характерный для станции; каждый тип информации маркируется знаком X, если используется только в стандартном направлении, знаком R — если используется только в обратном направлении, знаком B — если используется в обоих направлениях)

- <110>:= Параметр измеряемой величины, нормализованное значение
P_ME_NA_1
- <111>:= Параметр измеряемой величины, масштабированное значение
P_ME_NB_1
- <112>:= Параметр измеряемой величины, короткий формат с плавающей запятой
P_ME_NC_1
- <113>:= Активация параметра
P_AC_NA_1

Пересылка файла

(Параметр, характерный для станции; каждый тип информации маркируется знаком X, если используется только в стандартном направлении, знаком R — если используется только в обратном направлении, знаком B — если используется в обоих направлениях)

- <120>:= Файл готов
F_FR_NA_1
- <121>:= Секция готова
F_SR_NA_1
- <122>:= Вызов директории, выбор файла, вызов файла, вызов секции
F_SC_NA_1
- <123>:= Последняя секция, последний сегмент
F_LS_NA_1
- <124>:= Подтверждение приема файла, подтверждение приема секции
F_AF_NA_1
- <125>:= Сегмент
F_SG_NA_1

<126>:= Директория {пропуск или X; только в направлении контроля (стандартном)}
F_DR_TA_1

Основные прикладные функции

Инициализация станции

(Параметр, характерный для станции; если функция используется, то прямоугольник маркируется знаком X)

X — Удаленная инициализация вторичной станции

Циклическая передача данных

(Параметр, характерный для станции; маркируется знаком X, если функция используется только в стандартном направлении, знаком R — если используется только в обратном направлении, знаком B — если используется в обоих направлениях)

X — Циклическая передача данных

Процедура чтения

(Параметр, характерный для станции; маркируется знаком X, если функция используется только в стандартном направлении, знаком R — если используется только в обратном направлении, знаком B — если используется в обоих направлениях)

X — Процедура чтения

Спорадическая передача

(Параметр, характерный для станции; маркируется знаком X, если функция используется только в стандартном направлении, знаком R — если используется только в обратном направлении, знаком B — если используется в обоих направлениях)

X — Спорадическая передача

Дублированная передача объектов информации при спорадической причине передачи

— Одноэлементная информация M_SP_NA_1, M_SP_TA_1, M_SP_TB_1, M_PS_NA_1

— Двухэлементная информация M_DP_NA_1, M_DP_TA_1, M_DP_TB_1

— Информация о положении отпаек M_ST_NA_1, M_ST_TA_1, M_ST_TB_1

— Строка из 32 бит M_BO_NA_1, M_BO_TA_1, M_BO_TB_1

— Измеряемое значение, нормализованное M_ME_NA_1, M_ME_TA_1, M_ME_ND_1, M_ME_TD_1

— Измеряемое значение, масштабированное M_ME_NB_1, M_ME_TB_1, M_ME_TE_1

— Измеряемое значение, короткий формат с плавающей запятой M_ME_NC_1, M_ME_TC_1, M_ME_TF_1

Опрос станции

(Параметр, характерный для станции; маркируется знаком X, если функция используется только в стандартном направлении, знаком R — если используется только в обратном направлении, знаком B — если используется в обоих направлениях)

X — Общий

X — Группа 1

X — Группа 6

X — Группа 11

X — Группа 16

X — Группа 2

X — Группа 7

X — Группа 12

X — Группа 3

X — Группа 8

X — Группа 13

X — Группа 4

X — Группа 9

X — Группа 14

X — Группа 5

X — Группа 10

X — Группа 15

Адреса объектов информации, принадлежащих каждой группе, должны быть приведены в отдельной таблице

Синхронизация времени

(Параметр, характерный для станции; маркируется знаком X, если функция используется только в стандартном направлении, знаком R — если используется только в обратном направлении, знаком B — если используется в обоих направлениях)

— Синхронизация времени

— Использование дней недели

— Использование RES1, GEN (замена метки времени есть/замены метки времени нет)

— Использование флага SU (летнее время)

Передача команд

(Параметр, характерный для объекта; маркируется знаком X, если функция используется только в стандартном направлении, знаком R — если используется только в обратном направлении, знаком B — если используется в обоих направлениях)

— Прямая передача команд

— Прямая передача команд уставки

— Передача команд с предварительным выбором

— Передача команд уставки с предварительным выбором

— Использование C_SE_ACTTERM

— Нет дополнительного определения длительности выходного импульса

— Короткий импульс (длительность определяется системным параметром на КП)

— Длинный импульс (длительность определяется системным параметром на КП)

— Постоянный выход

Передача интегральных сумм

(Параметр, характерный для станции или объекта; маркируется знаком Х, если функция используется только в стандартном направлении, знаком R — если используется только в обратном направлении, знаком В — если используется в обоих направлениях)

— Режим А: Местная фиксация со спорадической передачей

— Режим В: Местная фиксация с опросом счетчика

— Режим С: Фиксация и передача при помощи команд опроса счетчика

— Режим D: Фиксация командой опроса счетчика, фиксированные значения сообщаются спорадически

— Считывание счетчика

— Фиксация счетчика без сброса

— Фиксация счетчика со сбросом

— Сброс счетчика

— Общий запрос счетчиков

— Запрос счетчиков группы 1 Адреса объектов информации, принадлежащих

— Запрос счетчиков группы 2 каждой группе, должны быть показаны

— Запрос счетчиков группы 3 в отдельной таблице

— Запрос счетчиков группы 4

Загрузка параметра

(Параметр, характерный для объекта; маркируется знаком Х, если функция используется только в стандартном направлении, знаком R — если используется только в обратном направлении, знаком В — если используется в обоих направлениях)

- Пороговое значение величины
- Коэффициент сглаживания
- Нижний предел для передачи значений измеряемой величины
- Верхний предел для передачи значений измеряемой величины

Активация параметра

(Параметр, характерный для объекта; маркируется знаком X, если функция используется только в стандартном направлении, знаком R — если используется только в обратном направлении, знаком B — если используется в обоих направлениях)

— Активация/деактивация постоянной циклической или периодической передачи адресованных объектов

Процедура тестирования

(Параметр, характерный для станции; маркируется знаком X, если функция используется только в стандартном направлении, знаком R — если используется только в обратном направлении, знаком B — если используется в обоих направлениях)

— Процедура тестирования

Пересылка файлов

(Параметр, характерный для станции; маркируется знаком X, если функция используется)

Пересылка файлов в направлении контроля

- Прозрачный файл
- Передача данных о повреждениях от аппаратуры защиты
- Передача последовательности событий

— Передача последовательности регистрируемых аналоговых величин

Пересылка файлов в направлении управления

— Прозрачный файл

Фоновое сканирование

(Параметр, характерный для станции; маркируется знаком X, если функция используется только в стандартном направлении, знаком R — если используется только в обратном направлении, знаком B — если используется в обоих направлениях)

— Фоновое сканирование

Получение задержки передачи

(Параметр, характерный для станции; маркируется знаком X, если функция используется только в стандартном направлении, знаком R — если используется только в обратном направлении, знаком B — если используется в обоих направлениях)

— Получение задержки передачи

Определение тайм-аутов

Обозначение	Значение по умолчанию,	Описание	Выбранное значение
t0	30 сек.	Тайм-аут при установлении соединения	
t1	15 сек.	Тайм-аут при посылке и тестировании APDU	
t2	10 сек.	Тайм-аут для подтверждения в случае отсутствия сообщения с данными	
t3	20 сек.	Тайм-аут для посылки блоков тестирования в случае долгого простоя	

Максимальное число k неподтвержденных APDU формата I и последних подтверждающих APDU (w)

Обозначение	Значение по умолчанию	Описание	Выбранное значение
k	12 APDU	Максимальная разность между переменной состояния и номером последнего подтвержденного APDU	
w	8 APDU	Последнее подтверждение после приема w APDU формата I	

ИДЕНТИФИКАТОР ТИПА		Причина передачи															
Тип	Метка	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	20-36	37-41	44-47
		периодическая	фоновая	спорадическая	инициализация	запрос	активация	подтв. актив.	деактивация	подтв. деактив.	оконч. актив.	информация от удал. команды	информация от местн. команды	файлы	запрос групп	запрос счетчиков	ошибка заголовка
<1>	M_SP_NA_1																
<2>	M_SP_TA_1																
<3>	M_DP_NA_1																
<4>	M_DP_TA_1																
<5>	M_ST_NA_1																
<6>	M_ST_TA_1																
<7>	M_BO_NA_1																
<8>	M_BO_TA_1																
<9>	M_ME_NA_1	x				x									x		
<10>	M_ME_TA_1																
<11>	M_ME_NB_1	x				x									x		
<12>	M_ME_TB_1																
<13>	M_ME_NC_1	x				x									x		
<14>	M_ME_TC_1																
<15>	M_IT_NA_1																
<16>	M_IT_TA_1																
<17>	M_EP_TA_1																
<18>	M_EP_TB_1																
<19>	M_EP_TC_1																
<20>	M_PS_NA_1																
<21>	M_ME_ND_1																
<30>	M_SP_TB_1																
<31>	M_DP_TB_1																
<32>	M_ST_TB_1																
<33>	M_BO_TB_1																
<34>	M_ME_TD_1			x		x											
<35>	M_ME_TE_1			x		x											
<36>	M_ME_TF_1			x		x											
<37>	M_IT_TB_1																
<38>	M_EP_TD_1																
<39>	M_EP_TE_1																
<40>	M_EP_TF_1																
<45>	C_SC_NA_1																
<46>	C_DC_NA_1																
<47>	C_RC_NA_1																
<48>	C_SE_NA_1																
<49>	C_SE_NB_1																
<50>	C_SE_NC_1																
<51>	C_BO_NA_1																
<58>	C_SC_TA_1																
<59>	C_DC_TA_1																

ИДЕНТИФИКАТОР ТИПА		Причина передачи															
Тип	Метка	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	20-36	37-41	44-47
		периодическая	фоновая	спорадическая	инициализация	запрос	активация	подтв. актив.	деактивация	подтв. деактив.	оконч. актив.	информация от удал. команды	информация от местн. команды	файлы	запрос групп	запрос счетчиков	ошибка заголовка
<60>	C_RC_TA_1																
<61>	C_SE_TA_1																
<62>	C_SE_TB_1																
<63>	C_SE_TC_1																
<64>	C_BO_TA_1																
<70>	M EI NA 1				x												
<100>	C IC NA 1						x	x			x						x
<101>	C CI NA 1																
<102>	C RD NA 1					x											x
<103>	C CS NA 1																
<104>	C TS NA 1																
<105>	C RP NA 1						x	x									x
<106>	C CD NA 1																
107	C TS TA 1						x	x									x
<110>	P ME NA 1																
<111>	P ME NB 1																
<112>	P ME NC 1																
<113>	P AC NA 1																
<120>	F FR NA 1																
<121>	F SR NA 1																
<122>	F SC NA 1																
<123>	F LS NA 1																
<124>	F AF NA 1																
<125>	F CG NA 1																
<126>	F DR TA 1																

Не используется
 Отменено для ГОСТ Р МЭК 60870-5-104
 Отметка об использовании и направлении передачи

Приложение Ж

(обязательное)

Декларации соответствия МЭК 61850 (PICS & MICS)

В настоящем приложении приведены декларации “Protocol Implementation Conformance Statement” (PICS) (требование Ж.1) и “Model Implementation Conformance Statement” (MICS) (требование Ж.2) на соответствие счетчика стандарту МЭК 61850.

Ж.1 “Protocol Implementation Conformance Statement” (PICS)

The basic conformance statement shall be as defined in Table Ж.1.1.

Table Ж.1.1 - Basic conformance statement

		Client/ Subscriber	Server/ Publisher
Client-Server Roles			
B11	Server side (of TWO-PARTY-APPLICATION-ASSOCIATION)	–	Y
B12	Client side (of TWO-PARTY-APPLICATION-ASSOCIATION)	N	–
SCSMs Supported			
B21	SCSM: IEC 61850-8-1 used	N	Y
B22	SCSM: IEC 61850-9-1 used	N	N
B23	SCSM: IEC 61850-9-2 used	N	N
B24	SCSM: Others	N	N
Generic Substation Event Model (GSE)			
B31	Publisher side	–	N
B32	Subscriber side	N	–
Transmission of Sampled Value Model (SVC)			
B41	Publisher side	–	N
B42	Subscriber side	N	–
Y – Yes (supported)			
N – No (not supported)			

The ACSI models conformance statement shall be as defined in Table Ж.1.2.

Table Ж.1.2 - ACSI models conformance statement

		Client/ Subscriber	Server/ Publisher	Value/ Comments
M1	Logical device	N	Y	
M2	Logical node	N	Y	
M3	Data	N	Y	
M4	Data set	N	N	
M5	Substitution	N	N	
M6	Setting group control	N	N	
	Reporting			
M7	Buffered report control	N	N	
M7-1	sequence-number			
M7-2	report-time-stamp			
M7-3	reason-for-inclusion			
M7-4	data-set-name			
M7-5	data-reference			
M7-6	buffer-overflow			
M7-7	entryID			
M7-8	BufTim			
M7-9	IntgPd			
M7-10	GI			
M8	Unbuffered report control	N	N	
M8-1	sequence-number			
M8-2	report-time-stamp			
M8-3	reason-for-inclusion			
M8-4	data-set-name			
M8-5	data-reference			
M8-6	BufTim			
M8-7	IntgPd			
M8-8	GI			
	Logging	N	N	
M9	Log control			
M9-1	IntgPd			
M10	Log			
M11	Control	N	N	
M12	GOOSE	N	N	
M12-1	entryID			
M12-2	dataRefInc			
M13	GSSE	N	N	
M14	Multicast SVC	N	N	
M15	Unicast SVC	N	N	
M16	Time	Y	N	
M17	File Transfer	N	N	

The ACSI service conformance statement shall be as defined in Table A.3 (depending on the statements in Table Ж.1.1).

Table Ж.1.3 - ACSI service conformance statement

	Services	AA: TP/MC	Client/ Subscriber	Server/ Publisher	Comments
	Server (clause 6)				
S1	ServerDirectory	TP	N	Y	
	Application association (clause 7)				
S2	Associate		N	Y	
S3	Abort		N	Y	
S4	Release		N	N	
	Logical device (clause 8)				
S5	LogicalDeviceDirectory	TP	N	Y	
	Logical node (clause 9)				
S6	LogicalNodeDirectory	TP	N	Y	
S7	GetDataValues	TP	N	N	
	Data (clause 10)				
S8	GetDataValues	TP	N	Y	
S9	SetDataValues	TP	N	Y	
S10	GetDataDirectory	TP	N	Y	
S11	GetDataDefinition	TP	N	Y	
	Data set (clause 11)				
S12	GetDataSetValues	TP	N	N	
S13	SetDataSetValues	TP	N	N	
S14	CreateDataSet	TP	N	N	
S15	DeleteDataSet	TP	N	N	
S16	GetDataSetDirectory	TP	N	N	
	Substitution (clause 12)				
S17	SetDataValues	TP	N	N	
	Setting group control (clause 13)				
S18	SelectActiveSG	TP	N	N	
S19	SelectEditSG	TP	N	N	
S20	SetSGValues	TP	N	N	
S21	ConfirmEditSGValues	TP	N	N	
S22	GetSGValues	TP	N	N	
S23	GetSGCBValues	TP	N	N	
	Reporting (clause 14)				
	Buffered report control block (BRCB)				
S24	Report	TP	N	N	
S24-1	data-change (dchg)				
S24-2	qchg-change (qchg)				
S24-3	data-update (dupd)				
S25	GetBRCBValues	TP	N	N	

	Services	AA: TP/MC	Client/ Subscriber	Server/ Publisher	Comments
S26	SetBRCBValues	TP	N	N	
	Unbuffered report control block (URCB)				
S27	Report	TP	N	N	
S27-1	data-change (dchg)			N	
S27-2	achg-change (achg)			N	
S27-3	data-update (dup)			N	
S28	GetURCBValues	TP	N	N	
S29	SetURCBValues	TP	N	N	
	Logging (clause 14)				
	Log control block				
S30	GetLCBValues	TP	N	N	
S31	SetLCBValues	TP	N	N	
	Log				
S32	QuervLogByTime	TP	N	N	
S33	QuervLogAfter	TP	N	N	
S34	GetLogStatusValues	TP	N	N	
	Generic substation event model (GSE) (clause 14.3.5.3.4)				
	GOOSE-CONTROL-BLOCK				
S35	SendGOOSEMessage	MC	N	N	
S36	GetGoReference	TP	N	N	
S37	GetGOOSEElementNumber	TP	N	N	
S38	GetGoCBValues	TP	N	N	
S39	SetGoCBValues	TP	N	N	
	GSSE-CONTROL-BLOCK				
S40	SendGSSEMessage	MC	N	N	
S41	GetGsReference	TP	N	N	
S42	GetGSSEElementNumber	TP	N	N	
S43	GetGsCBValues	TP	N	N	
S44	SetGsCBValues	TP	N	N	
	Transmission of sampled value model (SVC) (clause 16)				
	Multicast SVC				
S45	SendMSVMessage	MC	N	c2	
S46	GetMSVCBValues	TP	N	N	
S47	SetMSVCBValues	TP	N	N	
	Unicast SVC				
S48	SendUSVMessage	TP	N	N	
S49	GetUSVCBValues	TP	N	N	
S50	SetUSVCBValues	TP	N	N	

	Services	AA: TP/MC	Client/ Subscriber	Server/ Publisher	Comments
	Control (clause 17.5.1)				
S51	Select		N	N	
S52	SelectWithValue	TP	N	N	
S53	Cancel	TP	N	N	
S54	Operate	TP	N	N	
S55	Command-Termination	TP	N	N	
S56	TimeActivated-Operate	TP	N	N	
	File transfer (clause 20)				
S57	GetFile	TP	N	N	
S58	SetFile	TP	N	N	
S59	DeleteFile	TP	N	N	
S60	GetFileAttributeValues	TP	N	N	
	Time (5.5)				
T1	Time resolution of internal clock			1 s	
T2	Time accuracy of internal clock			Y	T0
				N	T1
				N	T2
				N	T3
				N	T4
				N	T5
T3	Supported TimeStamp resolution			2^{-20} s	

Ж.2 “Model Implementation Conformance Statement” (MICS)

Ж.2.1 Введение

Ниже представлено содержимое документа “Model Implementation Conformance Statement” (MICS), описывающего реализованную в счетчиках информационную модель стандарта МЭК 61850. Документ содержит определения всех используемых в составе счетчика логических узлов в соответствии со стандартом МЭК 61850, связанных с ними типов данных (классов) и другие основные элементы информационной модели счетчика. Предполагается, что читатель данного подраздела Приложения Ж ознакомлен с основными положениями стандартов серии МЭК 61850, части 7.

Ж.2.2 Определения логических устройств

Следующая таблица дает обзор используемых типов логических устройств:

LD	LN Instance	LN Type	Description	X
Domain «Power Quality Instrument» (PQI)				Y
POI	LLN0	LLN0_CON	Common Logical Device	Y
	LPHD1	LPHD_CON	Physical Device Information	Y
	MMXU1	MMXU_CON	Measurement	Y
Y – Yes (supported)				
N – No (not supported)				

Ж.2.3 Определения логических узлов

Следующая таблица дает обзор используемых типов логических узлов:

LN Type	(LN Class)	Description	Name Space
LLN0_CON	(LLN0)	General Logical Node	IEC 61850-7-4:2003
LPHD_CON	(LPHD)	Physical Device Information	IEC 61850-7-4:2003
MMXU_CON	(MMXU)	Measurement	IEC 61850-7-4:2003

Далее в последующих пунктах приведены таблицы определения для каждого из логических узлов информационной модели МЭК 61850 устройства.

Ж.2.3.1 Logical node: LLN0_CON

Description: General Logical Node

LN Class: LLN0

Attribute	Attr. Type	Explanation	X
Mod	INC MODCON	Mode	Y
Beh	INS BEHCON	Behavior	Y
Health	INS HLTCON	Health	Y
NamPlt	LPL CON	Name Plate	Y
Y – Yes (shall be included)			

Ж.2.3.2 Logical node LPHD_CON

Description: Physical Device Information

LN Class: LPHD

Attribute	Attr. Type	Explanation	X
PhvNam	DPL CON	Device name plate	Y
PhvHealth	INS HLTCON	Health	Y
Proxv	SPS CON	Indicates if this LN is a proxy	Y

Ж.2.3.3 Logical node: MMXU_CON

Description: Measurement

LN Class: MMXU

Attribute	Attr. Type	Explanation	X
TotW	MV CON	Total Active Power (Total P)	Y
TotVAr	MV CON	Total Reactive Power (Total O)	Y
TotVA	MV CON	Total Apparent Power (Total S)	Y
TotPF	MV CON	Average Power factor (Total PF)	Y
Hz	MV CON	Frequency	Y
PPV	DEL CON	Phase to phase voltages	Y
PhV	WYE CON	Phase to ground voltages	Y
A	WYE CON	Phase currents (IL1, IL2, IL3)	Y
W	WYE CON	Phase active power (P)	Y
VAr	WYE CON	Phase reactive power (O)	Y
VA	WYE CON	Phase apparent power (S)	Y
PF	WYE CON	Phase power factor	Y

Ж.2.4 Определения используемых типов данных (классов)

Ж.2.4.1 Common data class: INC_MODCON

Description: Controllable integer status (INC)

CDC Class: INC

Attribute	Type	FC	Comment	X
stVal	ENUMERATED (type EnumMod)	ST	Status value of the data	Y
q	Quality	ST	Quality of the attribute(s) representing the value of the data.	Y
t	TimeStamp	ST	Timestamp of the last change in one of the attribute(s) representing the value of the data or in the q attribute.	Y
ctlModel	ENUMERATED (type EnumCtlModel)	CF	Specifies the control model of IEC 61850-7-2 that corresponds to the behaviour of the data.	Y
Y – Yes (shall be included) N – No (not included)				

Ж.2.4.2 Common data class: SPS_CON

Description: Single point status (SPS)

CDC Class: SPS

Attribute	Type	FC	Comment	X
stVal	BOOLEAN	ST	Status value of the data	Y
q	Quality	ST	Quality of the attribute(s) representing the value of the data.	Y
t	TimeStamp	ST	Timestamp of the last change in one of the attribute(s) representing the value of the data or in the q attribute.	Y

Ж.2.4.3 Common data class: INS_BEHCON

Description: Integer status (INS)

CDC Class: INS

Attribute	Type	FC	Comment	X
stVal	ENUMERATED (type EnumBeh)	ST	Status value of the data	Y
q	Quality	ST	Quality of the attribute(s) representing the value of the data.	Y
t	TimeStamp	ST	Timestamp of the last change in one of the attribute(s) representing the value of the data or in the q attribute.	Y

Ж.2.4.4 Common data class: INS_HLTCON

Description: Integer status (INS)

CDC Class: INS

Attribute	Type	FC	Comment	X
stVal	ENUMERATED (type EnumHealth)	ST	Status value of the data	Y
q	Quality	ST	Quality of the attribute(s) representing the value of the data.	Y
t	TimeStamp	ST	Timestamp of the last change in one of the attribute(s) representing the value of the data or in the q attribute.	Y

Ж.2.4.5 Common data class: DPL_CON

Description: Device name plate (DPL)

CDC Class: DPL

Attribute	Type	FC	Comment	X
vendor	VisString255	DC	Name of the vendor (Val = “Continuum”)	Y

Ж.2.4.6 Common data class: LPL_CON

Description: Logical node name plate (LPL)

CDC Class: LPL

Attribute	Type	FC	Comment	X
vendor	VisString255	DC	Name of the vendor	Y
swRev	VisString255	DC	Software revision	Y
d	VisString255	DC	Textual description of the data.	Y
configRev	VisString255	DC	Uniquely identifies the configuration of a logical device instance.	Y
ldNs	VisString255	EX	Logical device name space.	c2

c2 – shall be ‘Y’ for LLN0; otherwise shall be ‘N’

Ж.2.4.9 Common data class: MV_CON

Description: Measured value (MV)

CDC Class: MV

Attribute	Type	FC	Comment	X
mag	Struct (type AnalogueValueFloat)	MX	Magnitude of a measured value.	Y
Q	Quality	MX	Quality of the attribute(s) representing the measured value.	Y
T	TimeStamp	MX	Timestamp of the last change in one of the attribute(s) representing the measured value or in the q attribute.	Y

Ж.2.4.8 Common data class: CMV_CON

Description: Complex measured value (CMV)

CDC Class: CMV

Attribute	Type	FC	Comment	X
cVal	Struct (typeVector)	MX	Vector of a measured value.	Y
Q	Quality	MX	Quality of the attribute(s) representing the measured value.	Y
T	TimeStamp	MX	Timestamp of the last change in one of the attribute(s) representing the measured	Y

Ж.2.4.9 Common data class: DEL_CON

Description: Phase to phase related measured values of a three phase system (DEL)

CDC Class: DEL

Attribute	Type	FC	Comment	X
phsAB	CMV_CON	MX	Phase A to phase B value	Y
phsBC	CMV_CON	MX	Phase B to phase C value	Y
phsCA	CMV_CON	MX	Phase C to phase A value	Y

Ж.2.4.10 Common data class: WYE_CON

Description: Phase to ground related measured values of a three phase system (WYE)

CDC Class: WYE

Attribute	Type	FC	Comment	X
phsA	CMV_CON	MX	Phase A to ground value	Y
phsB	CMV_CON	MX	Phase B to ground value	Y
phsC	CMV_CON	MX	Phase C to ground value	Y

Ж.2.5 Определения атрибутов данных

Ж.2.5.1 Component: Vector

Attribute	Type	Enumeration	Comment	X
mag	AnalogueValueFloat		Magnitude of the complex value	Y

Ж.2.5.2 Component: AnalogueValueFloat

Attribute	Type	Enumeration	Comment	X
f	FLOAT32		Floating point value	Y

Приложение И
(обязательное)

Значения входных сигналов и допускаемые значения измеряемых параметров
в контрольных точках при проверке

Значения параметров испытательных сигналов, устанавливаемых в каждой из контрольных точек при выполнении проверки величин основной погрешности счетчика, приведены в таблицах И.1–И.4 для соответствующих вариантов исполнения счетчика (отличающихся номиналами измеряемых входных сигналов тока и напряжения). Значения прочих параметров 3-фазных испытательных сигналов должны быть следующими:

- величины n -ых гармонических составляющих фазных напряжений – все равны 0 ($K_{U(n)}=0$) по всем трем фазам;
- величины n -ых гармонических составляющих фазного тока – все равны 0 ($K_{I(n)}=0$) по всем трем фазам;
- интегармоники напряжения и тока – отсутствуют (равны 0) по всем трем фазам.

Допускаемые значения измеряемых величин при определении основных погрешностей в соответствующих контрольных точках приведены в таблицах Ж.5–Ж.8 для соответствующих вариантов исполнения счетчика (отличающихся номиналами измеряемых входных сигналов тока и напряжения)

Обозначения величин – параметров входного сигнала по таблицам Ж.1–Ж.4:

- f – частота сигнала;
- U_A, U_B, U_C – величины среднеквадратического значения фазного напряжения по соответствующим фазам;
- $\varphi_{UA,UB}$ – угол фазового сдвига между напряжениями основной частоты фаз В и А;
- $\varphi_{UA,UC}$ – угол фазового сдвига между напряжениями основной частоты фаз С и А;
- I_A, I_B, I_C – величины среднеквадратического значения фазного тока по соответствующим фазам;
- $\varphi_{IA,UA}, \varphi_{IB,UB}, \varphi_{IC,UC}$ – угол фазового сдвига между фазным током и фазным напряжением основной частоты соответственно для фаз А, В и С.

Обозначения электрических величин (измеряемых значений) по таблицам Ж.5–Ж.8:

- U_A, U_B, U_C – величины среднеквадратического значения фазного напряжения по соответствующей фазе;
- I_A, I_B, I_C – величины среднеквадратического значения фазного тока по соответствующей фазе;
- f – частота;
- P_A, P_B, P_C – величины однофазной активной мощности по соответствующей фазе.

Таблица И.1 – Параметры задаваемого 3-фазного сигнала (для варианта исполнения счетчика с $U_{ф.ном}=220$ В, $I_{ном}=5$ А)

№ контрольной точки	Параметры 3-фазного сигнала						Примечания
	f , Гц	$U_A = U_B = U_C$, В	φ_{U_A, U_B} , град	φ_{U_A, U_C} , град	$I_A = I_B = I_C$, А	$\varphi_{I_A, U_A} = \varphi_{I_B, U_B} = \varphi_{I_C, U_C}$, град	
1	50	220	-120	120	5	0	
2	50	22	-120	120	5	0	$U = 0,1 U_{ном}$
3	50	44	-120	120	5	0	$U = 0,2 U_{ном}$
4	50	110	-120	120	5	0	$U = 0,5 U_{ном}$
5	50	176	-120	120	5	0	$U = 0,8 U_{ном}$
6	50	242	-120	120	5	0	$U = 1,1 U_{ном}$
7	50	264	-120	120	5	0	$U = 1,2 U_{ном}$
8	50	330	-120	120	5	0	$U = 1,5 U_{ном}$
9	50	440	-120	120	5	0	$U = 2 U_{ном}$
10	50	220	-120	120	0,05	0	$I = 0,01 I_{ном}$
11	50	220	-120	120	0,1	0	$I = 0,02 I_{ном}$
12	50	220	-120	120	0,25	0	$I = 0,05 I_{ном}$
13	50	220	-120	120	0,5	0	$I = 0,1 I_{ном}$
14	50	220	-120	120	1,0	0	$I = 0,2 I_{ном}$
15	50	220	-120	120	2,5	0	$I = 0,5 I_{ном}$
16	50	220	-120	120	7,5	0	$I = 1,5 I_{ном}$
17	42,5	220	-120	120	5	0	
18	45	220	-120	120	5	0	
19	48	220	-120	120	5	0	
20	52	220	-120	120	5	0	
21	55	220	-120	120	5	0	
22	57,5	220	-120	120	5	0	
23	50	220	-120	120	0,1	60	$I = 0,02 I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,5$ инд.
24	50	220	-120	120	0,1	-36,87	$I = 0,02 I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8$ емк.
25	50	220	-120	120	0,5	60	$I = 0,1 I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,5$ инд.
26	50	220	-120	120	0,5	-36,87	$I = 0,1 I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8$ емк.
27	50	220	-120	120	7,5	60	$I = 1,5 I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,5$ инд.
28	50	220	-120	120	7,5	-36,87	$I = 1,5 I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8$ емк.

Окончание таблицы И.1

№ контрольной точки	Параметры 3-фазного сигнала						Примечания
	f , Гц	$U_A = U_B = U_C$, В	$\varphi_{UA,UB}$, град	$\varphi_{UA,UC}$, град	$I_A = I_B = I_C$, А	$\varphi_{IA,UA} = \varphi_{IB,UB} = \varphi_{IC,UC}$, град	
29	50	220	-120	120	0,5	75,52	$I = 0,1 I_{НОМ}$; $\cos \varphi = 0,25$ инд.
30	50	220	-120	120	0,5	-60	$I = 0,1 I_{НОМ}$; $\cos \varphi = 0,5$ емк.
31	50	220	-120	120	7,5	75,52	$I = 1,5 I_{НОМ}$; $\cos \varphi = 0,25$ инд.
32	50	220	-120	120	7,5	-60	$I = 1,5 I_{НОМ}$; $\cos \varphi = 0,5$ емк.

Таблица И.2 – Параметры задаваемого 3-фазного сигнала (для варианта исполнения счетчика с $U_{ф.НОМ} = 57,735$ В ($U_{л.НОМ} = 100$ В), $I_{НОМ} = 5$ А)

№ контрольной точки	Параметры 3-фазного сигнала *						Примечание
	f , Гц	$U_A = U_B = U_C$, В	$\varphi_{UA,UB}$, град	$\varphi_{UA,UC}$, град	$I_A = I_B = I_C$, А	$\varphi_{IA,UA} = \varphi_{IB,UB} = \varphi_{IC,UC}$, град	
1	50	57,735	-120	120	5	0	
2	50	5,7735	-120	120	5	0	$U = 0,1 U_{НОМ}$
3	50	11,547	-120	120	5	0	$U = 0,2 U_{НОМ}$
4	50	28,8675	-120	120	5	0	$U = 0,5 U_{НОМ}$
5	50	46,188	-120	120	5	0	$U = 0,8 U_{НОМ}$
6	50	63,5085	-120	120	5	0	$U = 1,1 U_{НОМ}$
7	50	69,282	-120	120	5	0	$U = 1,2 U_{НОМ}$
8	50	86,6025	-120	120	5	0	$U = 1,5 U_{НОМ}$
9	50	115,47	-120	120	5	0	$U = 2 U_{НОМ}$
10	50	57,735	-120	120	0,05	0	$I = 0,01 I_{НОМ}$
11	50	57,735	-120	120	0,1	0	$I = 0,02 I_{НОМ}$
12	50	57,735	-120	120	0,25	0	$I = 0,05 I_{НОМ}$
13	50	57,735	-120	120	0,5	0	$I = 0,1 I_{НОМ}$
14	50	57,735	-120	120	1,0	0	$I = 0,2 I_{НОМ}$
15	50	57,735	-120	120	2,5	0	$I = 0,5 I_{НОМ}$
16	50	57,735	-120	120	7,5	0	$I = 1,5 I_{НОМ}$
17	42,5	57,735	-120	120	5	0	
18	45	57,735	-120	120	5	0	
19	48	57,735	-120	120	5	0	
20	52	57,735	-120	120	5	0	

Окончание таблицы И.2

№ контрольной точки	Параметры 3-фазного сигнала *						Примечание
	$f, \text{Гц}$	$U_A = U_B = U_C, \text{В}$	$\varphi_{UA,UB}, \text{град}$	$\varphi_{UA,UC}, \text{град}$	$I_A = I_B = I_C, \text{А}$	$\varphi_{IA,UA} = \varphi_{IB,UB} = \varphi_{IC,UC}, \text{град}$	
21	55	57,735	-120	120	5	0	
22	57,5	57,735	-120	120	5	0	
23	50	57,735	-120	120	0,1	60	$I = 0,02 I_{\text{НОМ}}$; $\cos \varphi = 0,5$ инд.
24	50	57,735	-120	120	0,1	-36,87	$I = 0,02 I_{\text{НОМ}}$; $\cos \varphi = 0,8$ емк.
25	50	57,735	-120	120	0,5	60	$I = 0,1 I_{\text{НОМ}}$; $\cos \varphi = 0,5$ инд.
26	50	57,735	-120	120	0,5	-36,87	$I = 0,1 I_{\text{НОМ}}$; $\cos \varphi = 0,8$ емк.
27	50	57,735	-120	120	7,5	60	$I = 1,5 I_{\text{НОМ}}$; $\cos \varphi = 0,5$ инд.
28	50	57,735	-120	120	7,5	-36,87	$I = 1,5 I_{\text{НОМ}}$; $\cos \varphi = 0,8$ емк.
29	50	57,735	-120	120	0,5	75,52	$I = 0,1 I_{\text{НОМ}}$; $\cos \varphi = 0,25$ инд.
30	50	57,735	-120	120	0,5	-60	$I = 0,1 I_{\text{НОМ}}$; $\cos \varphi = 0,5$ емк.
31	50	57,735	-120	120	7,5	75,52	$I = 1,5 I_{\text{НОМ}}$; $\cos \varphi = 0,25$ инд.
32	50	57,735	-120	120	7,5	-60	$I = 1,5 I_{\text{НОМ}}$; $\cos \varphi = 0,5$ емк.

Таблица И.3 – Параметры задаваемого 3-фазного сигнала (для варианта исполнения счетчика с $U_{\text{ф.НОМ}}=220 \text{ В}$, $I_{\text{НОМ}}=1 \text{ А}$)

№ контрольной точки	Параметры 3-фазного сигнала *						Примечание
	$f, \text{Гц}$	$U_A = U_B = U_C, \text{В}$	$\varphi_{UA,UB}, \text{град}$	$\varphi_{UA,UC}, \text{град}$	$I_A = I_B = I_C, \text{А}$	$\varphi_{IA,UA} = \varphi_{IB,UB} = \varphi_{IC,UC}, \text{град}$	
1	50	220	-120	120	1	0	
2	50	22	-120	120	1	0	$U = 0,1 U_{\text{НОМ}}$
3	50	44	-120	120	1	0	$U = 0,2 U_{\text{НОМ}}$
4	50	110	-120	120	1	0	$U = 0,5 U_{\text{НОМ}}$
5	50	176	-120	120	1	0	$U = 0,8 U_{\text{НОМ}}$
6	50	242	-120	120	1	0	$U = 1,1 U_{\text{НОМ}}$
7	50	264	-120	120	1	0	$U = 1,2 U_{\text{НОМ}}$
8	50	330	-120	120	1	0	$U = 1,5 U_{\text{НОМ}}$
9	50	440	-120	120	1	0	$U = 2 U_{\text{НОМ}}$
10	50	220	-120	120	0,01	0	$I = 0,01 I_{\text{НОМ}}$
11	50	220	-120	120	0,02	0	$I = 0,02 I_{\text{НОМ}}$

Окончание таблицы И.3

№ контрольной точки	Параметры 3-фазного сигнала *						Примечание
	f , Гц	$U_A = U_B = U_C$, В	$\varphi_{UA,UB}$, град	$\varphi_{UA,UC}$, град	$I_A = I_B = I_C$, А	$\varphi_{IA,UA} = \varphi_{IB,UB} = \varphi_{IC,UC}$, град	
12	50	220	-120	120	0,05	0	$I = 0,05 I_{НОМ}$
13	50	220	-120	120	0,1	0	$I = 0,1 I_{НОМ}$
14	50	220	-120	120	0,2	0	$I = 0,2 I_{НОМ}$
15	50	220	-120	120	0,5	0	$I = 0,5 I_{НОМ}$
16	50	220	-120	120	1,5	0	$I = 1,5 I_{НОМ}$
17	42,5	220	-120	120	1	0	
18	45	220	-120	120	1	0	
19	48	220	-120	120	1	0	
20	52	220	-120	120	1	0	
21	55	220	-120	120	1	0	
22	57,5	220	-120	120	1	0	
23	50	220	-120	120	0,02	60	$I = 0,02 I_{НОМ}$; $\cos \varphi = 0,5$ инд.
24	50	220	-120	120	0,02	-36,87	$I = 0,02 I_{НОМ}$; $\cos \varphi = 0,8$ емк.
25	50	220	-120	120	0,1	60	$I = 0,1 I_{НОМ}$; $\cos \varphi = 0,5$ инд.
26	50	220	-120	120	0,1	-36,87	$I = 0,1 I_{НОМ}$; $\cos \varphi = 0,8$ емк.
27	50	220	-120	120	1,5	60	$I = 1,5 I_{НОМ}$; $\cos \varphi = 0,5$ инд.
28	50	220	-120	120	1,5	-36,87	$I = 1,5 I_{НОМ}$; $\cos \varphi = 0,8$ емк.
29	50	220	-120	120	0,1	75,52	$I = 0,1 I_{НОМ}$; $\cos \varphi = 0,25$ инд.
30	50	220	-120	120	0,1	-60	$I = 0,1 I_{НОМ}$; $\cos \varphi = 0,5$ емк.
31	50	220	-120	120	1,5	75,52	$I = 1,5 I_{НОМ}$; $\cos \varphi = 0,25$ инд.
32	50	220	-120	120	1,5	-60	$I = 1,5 I_{НОМ}$; $\cos \varphi = 0,5$ емк.

Таблица И.4 – Параметры задаваемого 3-фазного сигнала (для варианта исполнения счетчика с $U_{ф.НОМ} = 57,735$ В ($U_{л.НОМ} = 100$ В), $I_{НОМ} = 1$ А)

№ контрольной точки	Параметры 3-фазного сигнала *						Примечание
	f , Гц	$U_A = U_B = U_C$, В	$\varphi_{UA,UB}$, град	$\varphi_{UA,UC}$, град	$I_A = I_B = I_C$, А	$\varphi_{IA,UA} = \varphi_{IB,UB} = \varphi_{IC,UC}$, град	
1	50	57,735	-120	120	1	0	
2	50	5,7735	-120	120	1	0	$U = 0,1 U_{НОМ}$
3	50	11,547	-120	120	1	0	$U = 0,2 U_{НОМ}$
4	50	28,8675	-120	120	1	0	$U = 0,5 U_{НОМ}$

Продолжение таблицы И.4

№ контрол ьной точки	Параметры 3-фазного сигнала *						Примечание
	$f, \text{Гц}$	$U_A = U_B = U_C,$ В	$\varphi_{UA,UB},$ град	$\varphi_{UA,UC},$ град	$I_A = I_B = I_C,$ А	$\varphi_{IA,UA} = \varphi_{IB,UB} =$ $\varphi_{IC,UC}, \text{град}$	
5	50	46,188	-120	120	1	0	$U = 0,8 U_{\text{НОМ}}$
6	50	63,5085	-120	120	1	0	$U = 1,1 U_{\text{НОМ}}$
7	50	69,282	-120	120	1	0	$U = 1,2 U_{\text{НОМ}}$
8	50	86,6025	-120	120	1	0	$U = 1,5 U_{\text{НОМ}}$
9	50	115,47	-120	120	1	0	$U = 2 U_{\text{НОМ}}$
10	50	57,735	-120	120	0,01	0	$I = 0,01 I_{\text{НОМ}}$
11	50	57,735	-120	120	0,02	0	$I = 0,02 I_{\text{НОМ}}$
12	50	57,735	-120	120	0,05	0	$I = 0,05 I_{\text{НОМ}}$
13	50	57,735	-120	120	0,1	0	$I = 0,1 I_{\text{НОМ}}$
14	50	57,735	-120	120	0,2	0	$I = 0,2 I_{\text{НОМ}}$
15	50	57,735	-120	120	0,5	0	$I = 0,5 I_{\text{НОМ}}$
16	50	57,735	-120	120	1,5	0	$I = 1,5 I_{\text{НОМ}}$
17	42,5	57,735	-120	120	1	0	
18	45	57,735	-120	120	1	0	
19	48	57,735	-120	120	1	0	
20	52	57,735	-120	120	1	0	
21	55	57,735	-120	120	1	0	
22	57,5	57,735	-120	120	1	0	
23	50	57,735	-120	120	0,02	60	$I = 0,02 I_{\text{НОМ}};$ $\cos \varphi = 0,5 \text{ инд.}$
24	50	57,735	-120	120	0,02	-36,87	$I = 0,02 I_{\text{НОМ}};$ $\cos \varphi = 0,8 \text{ емк.}$
25	50	57,735	-120	120	0,1	60	$I = 0,1 I_{\text{НОМ}};$ $\cos \varphi = 0,5 \text{ инд.}$
26	50	57,735	-120	120	0,1	-36,87	$I = 0,1 I_{\text{НОМ}};$ $\cos \varphi = 0,8 \text{ емк.}$
27	50	57,735	-120	120	1,5	60	$I = 1,5 I_{\text{НОМ}};$ $\cos \varphi = 0,5 \text{ инд.}$
28	50	57,735	-120	120	1,5	-36,87	$I = 1,5 I_{\text{НОМ}};$ $\cos \varphi = 0,8 \text{ емк.}$
29	50	57,735	-120	120	0,1	75,52	$I = 0,1 I_{\text{НОМ}};$ $\cos \varphi = 0,25 \text{ инд.}$
30	50	57,735	-120	120	0,1	-60	$I = 0,1 I_{\text{НОМ}};$ $\cos \varphi = 0,5 \text{ емк.}$
31	50	57,735	-120	120	1,5	75,52	$I = 1,5 I_{\text{НОМ}};$ $\cos \varphi = 0,25 \text{ инд.}$
32	50	57,735	-120	120	1,5	-60	$I = 1,5 I_{\text{НОМ}};$ $\cos \varphi = 0,5 \text{ емк.}$

Таблица И.5 – Допускаемые значения измеряемых величин при определении основных погрешностей в ходе поверки (для варианта исполнения счетчика с $U_{ф.ном}=220$ В, $I_{ном}=5$ А)

№ контрольной точки	Допускаемые значения величин, измеряемых счетчиком			
	$U_A, U_B, U_C, В$	$I_A, I_B, I_C, А$	$f, Гц$	$P_A, P_B, P_C, Вт$
1	от 219,78 до 220,22	от 4,995 до 5,005	от 49,99 до 50,01	от 1097,8 до 1102,2
2	от 21,78 до 22,22	от 4,995 до 5,005	от 49,99 до 50,01	1)
3	от 43,78 до 44,22	от 4,995 до 5,005	от 49,99 до 50,01	
4	от 109,78 до 110,22	от 4,995 до 5,005	от 49,99 до 50,01	
5	от 175,78 до 176,22	от 4,995 до 5,005	от 49,99 до 50,01	от 878,24 до 881,76
6	от 241,78 до 242,22	от 4,995 до 5,005	от 49,99 до 50,01	от 1207,58 до 1212,42
7	от 263,78 до 264,22	от 4,995 до 5,005	от 49,99 до 50,01	от 1317,36 до 1322,64
8	от 329,78 до 330,22	от 4,995 до 5,005	от 49,99 до 50,01	1)
9	от 439,78 до 440,22	от 4,995 до 5,005	от 49,99 до 50,01	
10	от 219,78 до 220,22	от 0,045 до 0,055	от 49,99 до 50,01	от 10,956 до 11,044
11	от 219,78 до 220,22	от 0,095 до 0,105	от 49,99 до 50,01	от 21,912 до 22,088
12	от 219,78 до 220,22	от 0,245 до 0,255	от 49,99 до 50,01	от 54,89 до 55,11
13	от 219,78 до 220,22	от 0,495 до 0,505	от 49,99 до 50,01	от 109,78 до 110,22
14	от 219,78 до 220,22	от 0,995 до 1,005	от 49,99 до 50,01	от 219,56 до 220,44
15	от 219,78 до 220,22	от 2,495 до 2,505	от 49,99 до 50,01	от 548,9 до 551,1
16	от 219,78 до 220,22	от 7,495 до 7,505	от 49,99 до 50,01	от 1646,7 до 1653,3
17	от 219,78 до 220,22	от 4,995 до 5,005	от 42,49 до 42,51	1)
18	от 219,78 до 220,22	от 4,995 до 5,005	от 44,99 до 45,01	
19	от 219,78 до 220,22	от 4,995 до 5,005	от 47,99 до 48,01	
20	от 219,78 до 220,22	от 4,995 до 5,005	от 51,99 до 52,01	
21	от 219,78 до 220,22	от 4,995 до 5,005	от 54,99 до 55,01	
22	от 219,78 до 220,22	от 4,995 до 5,005	от 57,49 до 57,51	
23	от 219,78 до 220,22	от 0,095 до 0,105	от 49,99 до 50,01	от 10,945 до 11,055
24	от 219,78 до 220,22	от 0,095 до 0,105	от 49,99 до 50,01	от 17,512 до 17,688
25	от 219,78 до 220,22	от 0,495 до 0,505	от 49,99 до 50,01	от 54,835 до 55,165
26	от 219,78 до 220,22	от 0,495 до 0,505	от 49,99 до 50,01	от 87,736 до 88,264
27	от 219,78 до 220,22	от 7,495 до 7,505	от 49,99 до 50,01	от 822,525 до 827,475
28	от 219,78 до 220,22	от 7,495 до 7,505	от 49,99 до 50,01	от 1316,04 до 1323,96
29	от 219,78 до 220,22	от 0,495 до 0,505	от 49,99 до 50,01	от 27,3625 до 27,6375
30	от 219,78 до 220,22	от 0,495 до 0,505	от 49,99 до 50,01	от 54,725 до 55,275

Окончание таблицы И.5

№ контроль- ной точки	Допускаемые значения величин, измеряемых счетчиком			
	$U_A, U_B, U_C, В$	$I_A, I_B, I_C, А$	$f, Гц$	$P_A, P_B, P_C, Вт$
31	от 219,78 до 220,22	от 7,495 до 7,505	от 49,99 до 50,01	от 410,438 до 414,562
32	от 219,78 до 220,22	от 7,495 до 7,505	от 49,99 до 50,01	от 820,875 до 829,125

¹⁾ В указанных контрольных точках измеряемые счетчиком значения активной мощности по фазам (P_A, P_B, P_C) не проверяются

Таблица И.6 – Допускаемые значения величин, измеряемых параметров при определении погрешностей в ходе поверки (для варианта исполнения счетчика с $U_{ф.ном}=57,735 В$ ($U_{л.ном}=100В$), $I_{ном}=5 А$)

№ контроль- ной точки	Допускаемые значения величин, измеряемых счетчиком			
	$U_A, U_B, U_C, В$	$I_A, I_B, I_C, А$	$f, Гц$	$P_A, P_B, P_C, Вт$
1	от 57,6773 до 57,7927	от 4,995 до 5,005	от 49,99 до 50,01	от 288,098 до 289,252
2	от 5,7158 до 5,8312	от 4,995 до 5,005	от 49,99 до 50,01	1)
3	от 11,4893 до 11,6047	от 4,995 до 5,005	от 49,99 до 50,01	
4	от 28,8098 до 28,9252	от 4,995 до 5,005	от 49,99 до 50,01	
5	от 46,1303 до 46,2457	от 4,995 до 5,005	от 49,99 до 50,01	от 230,479 до 231,401
6	от 63,4508 до 63,5662	от 4,995 до 5,005	от 49,99 до 50,01	от 316,908 до 318,177
7	от 69,2243 до 69,3397	от 4,995 до 5,005	от 49,99 до 50,01	от 345,718 до 347,102
8	от 86,5448 до 86,6602	от 4,995 до 5,005	от 49,99 до 50,01	1)
9	от 115,413 до 115,527	от 4,995 до 5,005	от 49,99 до 50,01	
10	от 57,6773 до 57,7927	от 0,045 до 0,055	от 49,99 до 50,01	от 2,8753 до 2,8982
11	от 57,6773 до 57,7927	от 0,095 до 0,105	от 49,99 до 50,01	от 5,7505 до 5,7965
12	от 57,6773 до 57,7927	от 0,245 до 0,255	от 49,99 до 50,01	от 14,4049 до 14,4626
13	от 57,6773 до 57,7927	от 0,495 до 0,505	от 49,99 до 50,01	от 28,8098 до 28,9252
14	от 57,6773 до 57,7927	от 0,995 до 1,005	от 49,99 до 50,01	от 57,6196 до 57,8504
15	от 57,6773 до 57,7927	от 2,495 до 2,505	от 49,99 до 50,01	от 144,049 до 144,626
16	от 57,6773 до 57,7927	от 7,495 до 7,505	от 49,99 до 50,01	от 432,147 до 433,878
17	от 57,6773 до 57,7927	от 4,995 до 5,005	от 42,49 до 42,51	1)
18	от 57,6773 до 57,7927	от 4,995 до 5,005	от 44,99 до 45,01	
19	от 57,6773 до 57,7927	от 4,995 до 5,005	от 47,99 до 48,01	
20	от 57,6773 до 57,7927	от 4,995 до 5,005	от 51,99 до 52,01	
21	от 57,6773 до 57,7927	от 4,995 до 5,005	от 54,99 до 55,01	
22	от 57,6773 до 57,7927	от 4,995 до 5,005	от 57,49 до 57,51	

Окончание таблицы И.6

№ контроль- ной точки	Допускаемые значения величин, измеряемых счетчиком			
	$U_A, U_B, U_C,$ В	$I_A, I_B, I_C,$ А	f, Гц	$P_A, P_B, P_C,$ Вт
23	от 57,6773 до 57,7927	от 0,095 до 0,105	от 49,99 до 50,01	от 2,8724 до 2,9011
24	от 57,6773 до 57,7927	от 0,095 до 0,105	от 49,99 до 50,01	от 4,5958 до 4,6418
25	от 57,6773 до 57,7927	от 0,495 до 0,505	от 49,99 до 50,01	от 14,3905 до 14,4770
26	от 57,6773 до 57,7927	от 0,495 до 0,505	от 49,99 до 50,01	от 23,0248 до 23,1632
27	от 57,6773 до 57,7927	от 7,495 до 7,505	от 49,99 до 50,01	от 215,857 до 217,155
28	от 57,6773 до 57,7927	от 7,495 до 7,505	от 49,99 до 50,01	от 345,371 до 347,449
29	от 57,6773 до 57,7927	от 0,495 до 0,505	от 49,99 до 50,01	от 7,1808 до 7,2529
30	от 57,6773 до 57,7927	от 0,495 до 0,505	от 49,99 до 50,01	от 14,3616 до 14,5059
31	от 57,6773 до 57,7927	от 7,495 до 7,505	от 49,99 до 50,01	от 107,712 до 108,794
32	от 57,6773 до 57,7927	от 7,495 до 7,505	от 49,99 до 50,01	от 215,424 до 217,588
1) В указанных контрольных точках измеряемые счетчиком значения активной мощности по фазам (P_A, P_B, P_C) не проверяются				

Таблица И.7 – Допускаемые значения величин, измеряемых параметров при определении погрешностей в ходе поверки (для варианта исполнения счетчика с $U_{ф.ном}=220$ В, $I_{ном}=1$ А)

№ контроль- ной точки	Допускаемые значения величин, измеряемых счетчиком			
	$U_A, U_B, U_C,$ В	$I_A, I_B, I_C,$ А	f, Гц	$P_A, P_B, P_C,$ Вт
1	от 219,78 до 220,22	от 0,999 до 1,001	от 49,99 до 50,01	от 219,56 до 220,44
2	от 21,78 до 22,22	от 0,999 до 1,001	от 49,99 до 50,01	1)
3	от 43,78 до 44,22	от 0,999 до 1,001	от 49,99 до 50,01	
4	от 109,78 до 110,22	от 0,999 до 1,001	от 49,99 до 50,01	
5	от 175,78 до 176,22	от 0,999 до 1,001	от 49,99 до 50,01	
6	от 241,78 до 242,22	от 0,999 до 1,001	от 49,99 до 50,01	от 241,516 до 242,484
7	от 263,78 до 264,22	от 0,999 до 1,001	от 49,99 до 50,01	от 263,472 до 264,528
8	от 329,78 до 330,22	от 0,999 до 1,001	от 49,99 до 50,01	1)
9	от 439,78 до 440,22	от 0,999 до 1,001	от 49,99 до 50,01	
10	от 219,78 до 220,22	от 0,009 до 0,011	от 49,99 до 50,01	от 2,1912 до 2,2088
11	от 219,78 до 220,22	от 0,019 до 0,021	от 49,99 до 50,01	от 4,3824 до 4,4176
12	от 219,78 до 220,22	от 0,049 до 0,051	от 49,99 до 50,01	от 10,978 до 11,022
13	от 219,78 до 220,22	от 0,099 до 0,101	от 49,99 до 50,01	от 21,956 до 22,044
14	от 219,78 до 220,22	от 0,199 до 0,201	от 49,99 до 50,01	от 43,912 до 44,088

Окончание таблицы И.7

№ контрольной точки	Допускаемые значения величин, измеряемых счетчиком			
	$U_A, U_B, U_C, В$	$I_A, I_B, I_C, А$	$f, Гц$	$P_A, P_B, P_C, Вт$
15	от 219,78 до 220,22	от 0,499 до 0,501	от 49,99 до 50,01	от 109,78 до 110,22
16	от 219,78 до 220,22	от 1,499 до 1,501	от 49,99 до 50,01	от 329,34 до 330,66
17	от 219,78 до 220,22	от 0,999 до 1,001	от 42,49 до 42,51	1)
18	от 219,78 до 220,22	от 0,999 до 1,001	от 44,99 до 45,01	
19	от 219,78 до 220,22	от 0,999 до 1,001	от 47,99 до 48,01	
20	от 219,78 до 220,22	от 0,999 до 1,001	от 51,99 до 52,01	
21	от 219,78 до 220,22	от 0,999 до 1,001	от 54,99 до 55,01	
22	от 219,78 до 220,22	от 0,999 до 1,001	от 57,49 до 57,51	
23	от 219,78 до 220,22	от 0,019 до 0,021	от 49,99 до 50,01	
24	от 219,78 до 220,22	от 0,019 до 0,021	от 49,99 до 50,01	от 3,5024 до 3,5376
25	от 219,78 до 220,22	от 0,099 до 0,101	от 49,99 до 50,01	от 10,967 до 11,033
26	от 219,78 до 220,22	от 0,099 до 0,101	от 49,99 до 50,01	от 17,5472 до 17,6528
27	от 219,78 до 220,22	от 1,499 до 1,501	от 49,99 до 50,01	от 164,505 до 165,495
28	от 219,78 до 220,22	от 1,499 до 1,501	от 49,99 до 50,01	от 263,208 до 264,792
29	от 219,78 до 220,22	от 0,099 до 0,101	от 49,99 до 50,01	от 5,4725 до 5,5275
30	от 219,78 до 220,22	от 0,099 до 0,101	от 49,99 до 50,01	от 10,945 до 11,055
31	от 219,78 до 220,22	от 1,499 до 1,501	от 49,99 до 50,01	от 82,0875 до 82,9125
32	от 219,78 до 220,22	от 1,499 до 1,501	от 49,99 до 50,01	от 164,175 до 165,825
1) В указанных контрольных точках измеряемые счетчиком значения активной мощности по фазам (P_A, P_B, P_C) не проверяются				

Таблица И.8 – Допускаемые значения величин, измеряемых параметров при определении погрешностей в ходе поверки (для варианта исполнения счетчика с $U_{ф.ном}=57,735 В$ ($U_{л.ном}=100 В$), $I_{ном}=1 А$)

№ контрольной точки	Допускаемые значения величин, измеряемых счетчиком			
	$U_A, U_B, U_C, В$	$I_A, I_B, I_C, А$	$f, Гц$	$P_A, P_B, P_C, Вт$
1	от 57,6773 до 57,7927	от 0,999 до 1,001	от 49,99 до 50,01	от 57,6196 до 57,8504
2	от 5,7158 до 5,8312	от 0,999 до 1,001	от 49,99 до 50,01	1)
3	от 11,4893 до 11,6047	от 0,999 до 1,001	от 49,99 до 50,01	
4	от 28,8098 до 28,9252	от 0,999 до 1,001	от 49,99 до 50,01	
5	от 46,1303 до 46,2457	от 0,999 до 1,001	от 49,99 до 50,01	от 46,0957 до 46,2803

Окончание таблицы И.8

№ контроль- ной точки	Допускаемые значения величин, измеряемых счетчиком			
	$U_A, U_B, U_C,$ В	$I_A, I_B, I_C,$ А	$f, \text{Гц}$	$P_A, P_B, P_C,$ Вт
6	от 63,4508 до 63,5662	от 0,999 до 1,001	от 49,99 до 50,01	от 63,3815 до 63,6355
7	от 69,2243 до 69,3397	от 0,999 до 1,001	от 49,99 до 50,01	от 69,1435 до 69,4205
8	от 86,5448 до 86,6602	от 0,999 до 1,001	от 49,99 до 50,01	1)
9	от 115,413 до 115,527	от 0,999 до 1,001	от 49,99 до 50,01	
10	от 57,6773 до 57,7927	от 0,009 до 0,011	от 49,99 до 50,01	от 0,57506 до 0,57964
11	от 57,6773 до 57,7927	от 0,019 до 0,021	от 49,99 до 50,01	от 1,1501 до 1,1593
12	от 57,6773 до 57,7927	от 0,049 до 0,051	от 49,99 до 50,01	от 2,8810 до 2,8925
13	от 57,6773 до 57,7927	от 0,099 до 0,101	от 49,99 до 50,01	от 5,7620 до 5,7850
14	от 57,6773 до 57,7927	от 0,199 до 0,201	от 49,99 до 50,01	от 11,5240 до 11,5700
15	от 57,6773 до 57,7927	от 0,499 до 0,501	от 49,99 до 50,01	от 28,8098 до 28,9252
16	от 57,6773 до 57,7927	от 1,499 до 1,501	от 49,99 до 50,01	от 86,4293 до 86,7757
17	от 57,6773 до 57,7927	от 0,999 до 1,001	от 42,49 до 42,51	1)
18	от 57,6773 до 57,7927	от 0,999 до 1,001	от 44,99 до 45,01	
19	от 57,6773 до 57,7927	от 0,999 до 1,001	от 47,99 до 48,01	
20	от 57,6773 до 57,7927	от 0,999 до 1,001	от 51,99 до 52,01	
21	от 57,6773 до 57,7927	от 0,999 до 1,001	от 54,99 до 55,01	
22	от 57,6773 до 57,7927	от 0,999 до 1,001	от 57,49 до 57,51	
23	от 57,6773 до 57,7927	от 0,019 до 0,021	от 49,99 до 50,01	от 0,57448 до 0,58022
24	от 57,6773 до 57,7927	от 0,019 до 0,021	от 49,99 до 50,01	от 0,91916 до 0,92836
25	от 57,6773 до 57,7927	от 0,099 до 0,101	от 49,99 до 50,01	от 2,8781 до 2,8954
26	от 57,6773 до 57,7927	от 0,099 до 0,101	от 49,99 до 50,01	от 4,6050 до 4,6326
27	от 57,6773 до 57,7927	от 1,499 до 1,501	от 49,99 до 50,01	от 43,1714 до 43,4311
28	от 57,6773 до 57,7927	от 1,499 до 1,501	от 49,99 до 50,01	от 69,0742 до 69,4898
29	от 57,6773 до 57,7927	от 0,099 до 0,101	от 49,99 до 50,01	от 1,4362 до 1,4505
30	от 57,6773 до 57,7927	от 0,099 до 0,101	от 49,99 до 50,01	от 2,8724 до 2,9011
31	от 57,6773 до 57,7927	от 1,499 до 1,501	от 49,99 до 50,01	от 21,5424 до 21,7588
32	от 57,6773 до 57,7927	от 1,499 до 1,501	от 49,99 до 50,01	от 43,0848 до 43,5177

¹⁾ В указанных контрольных точках измеряемые счетчиком значения активной мощности по фазам (P_A, P_B, P_C) не проверяются

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ									
ЗМ.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в докум.	№ докум.	Входящий № сопроводительного докум. и дата	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных					