

Требования к приборам учета электрической энергии установленным до 01.01.2022г.

Однофазные приборы учета должны соответствовать следующим требованиям:

- прибор учета должен быть внесен в Государственный реестр средств измерений;
- интеграция прибора учета в программно-технический комплекс «Энергосфера»;
- возможность синхронизации и коррекции времени прибора учета с источником сигналов точного времени удаленно;
- ведение журнала событий, в котором должно фиксироваться следующее:
 - дата и время вскрытия клеммной крышки;
 - дата и время вскрытия корпуса прибора учета эл.энергии (для разборных корпусов);
 - дата, время и причина включения и отключения встроенного коммутационного аппарата;
 - дата и время последнего перепрограммирования;
 - дата, время, тип и параметры выполненной команды;
 - превышение заданного предела мощности;
 - отсутствие напряжения либо значение напряжения ниже запрограммированного порога по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- возможность полного и(или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электрической энергии, приостановление или ограничение предоставления коммунальной услуги (управление нагрузкой) с использованием встроенного коммутационного аппарата по запросу АСКУЭ;
- хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учета эл.энергии данных по принятой и отданой активной и реактивной энергии с нарастающим итогом на начало текущего расчетного периода не менее 36 предыдущих программируемых расчетных периодов;
- класс точности 1,0 и выше;
- номинальное напряжение 230 В;
- номинальный (максимальный ток) – 5(50), 5(60), 5(100) А;
- установленный рабочий диапазон напряжения – от 0,9 до 1,1 Uном;
- предельный рабочий диапазон напряжения - от 0 до 1,15 Uном;
- стартовый ток (чувствительность) – не более 20 мА;
- максимальный ток реле управления нагрузкой внутри счётчика – 50 и выше А;
- диапазон рабочих температур – от – 45 0С до + 70 0С;
- средняя наработка на отказ – не менее 220 000 час.;
- межповерочный интервал для счетчика - не менее 16 лет;
- средний срок службы – не менее 30 лет;

- класс защиты от проникновения пыли и воды не менее IP 51 по ГОСТ 14254;
- интерфейсы RS-485, PLC, оптопорт, встроенный GSM модем (не менее 2-х из перечисленных, приоритет RS-485 или встроенный GSM модем);
- многотарифный учет;
- подсветка ЖКИ;
- замена батареи ПУ без снятия пломбы поверки ПУ;

Трёхфазные приборы учета прямого включения должны соответствовать следующим требованиям:

- прибор учета должен быть внесен в Государственный реестр средств измерений;
- интеграция прибора учета в программно-технический комплекс «Энергосфера»;
- возможность синхронизации и коррекции времени прибора учета с источником сигналов точного времени удаленно;
- ведение журнала событий, в котором должно фиксироваться следующее:
 - дата и время вскрытия клеммной крышки;
 - дата и время вскрытия корпуса прибора учета эл.энергии (для разборных корпусов);
 - дата, время и причина включения и отключения встроенного коммутационного аппарата;
 - дата и время последнего перепрограммирования;
 - дата, время, тип и параметры выполненной команды;
 - превышение заданного предела мощности;
 - отсутствие напряжения либо значение напряжения ниже запрограммированного порога по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- возможность полного и(или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электрической энергии, приостановление или ограничение предоставления коммунальной услуги (управление нагрузкой) с использованием встроенного коммутационного аппарата по запросу АСКУЭ;
- хранение профиля принятой и отданой активной и реактивной энергии (мощности) с программируемым интервалом времени интегрирования от 1 минуты до 60 минут и периодом хранения не менее 90 суток (при времени интегрирования 30 минут);
- хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учета эл.энергии данных по принятой и отданой активной и реактивной энергии с нарастающим итогом на начало текущего расчетного периода не менее 36 предыдущих программируемых расчетных периодов;
- многотарифный;
- подсветка ЖКИ;
- класс точности при измерении активной энергии –не более 1;
- частота измерительной сети 50Гц;

- номинальное фазное напряжение ($U_{ном}$) – 230 В;
- номинальное линейное напряжение ($U_{ном}$) – 400 В;
- установленный рабочий диапазон напряжения – от 0,75 до 1,15 $U_{ном}$;
- предельный рабочий диапазон напряжения - от 0 до 1,15 $U_{ном}$;
- стартовый ток (чувствительность) – не более 20 мА;
- базовый (максимальный) ток - не более 10 (50, 60, 100) А;
- максимальный ток реле управления нагрузкой внутри счётчика – 50 и выше А;
- диапазон рабочих температур – от – 45 °С до + 75 °С;
- средняя наработка на отказ – не менее 220 000 час.;
- межповерочный интервал для счетчика - не менее 16 лет;
- средний срок службы – не менее 30 лет;
- класс защиты от проникновения пыли и воды не менее IP 51 по ГОСТ 14254;
- интерфейсы RS-485, PLC, оптопорт, встроенный GSM модем (не менее 2-х из перечисленных, приоритет RS-485 или встроенный GSM модем);
- замена батареи ПУ без снятия пломбы поверки ПУ;

Трёхфазные приборы учета полукосвенного включения должны соответствовать следующим требованиям:

- прибор учета должен быть внесен в Государственный реестр средств измерений;
- интеграция прибора учета в программно-технический комплекс «Энергосфера»;
- возможность синхронизации и коррекции времени прибора учета с источником сигналов точного времени удаленно;
- ведение журнала событий, в котором должно фиксироваться следующее:
 - дата и время вскрытия клеммной крышки;
 - дата и время вскрытия корпуса прибора учета эл.энергии (для разборных корпусов);
 - дата и время последнего перепрограммирования;
 - дата, время, тип и параметры выполненной команды;
 - превышение заданного предела мощности;
 - отсутствие напряжения либо значение напряжения ниже запрограммированного порога по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - отсутствие или низкое напряжение при наличии тока в измерительных цепях;
- хранение профиля принятой и отданой активной и реактивной энергии (мощности) с программируемым интервалом времени интегрирования от 1 минуты до 60 минут и периодом хранения не менее 90 суток (при времени интегрирования 30 минут);
- хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учета эл.энергии данных по принятой и отданой активной и реактивной энергии с нарастающим итогом на

начало текущего расчетного периода не менее 36 предыдущих программируемых расчетных периодов;

- класс точности 1,0 и выше;
- номинальное фазное напряжение ($U_{ном}$) – 230 В;
- номинальное линейное напряжение ($U_{ном}$) – 400 В;
- установленный рабочий диапазон напряжения – от 0,75 до 1,15 $U_{ном}$;
- предельный рабочий диапазон напряжения - от 0 до 1,15 $U_{ном}$;
- стартовый ток (чувствительность) – не более 5 мА;
- базовый (максимальный) ток - не более 5(10) А;
- диапазон рабочих температур – от – 45 °С до + 75 °С;
- средняя наработка на отказ – не менее 220 000 час.;
- межповерочный интервал для счетчика - не менее 16 лет;
- средний срок службы – не менее 30 лет;
- класс защиты от проникновения пыли и воды не менее IP 51 по ГОСТ 14254;
- номинальный (максимальный ток) – 5(7,5), 5(10) А;
- интерфейсы RS-485, PLC, оптопорт, встроенный GSM модем (не менее 2-х из перечисленных, приоритет RS-485 или встроенный GSM модем);
- многотарифный учет;
- замена батареи ПУ без снятия пломбы поверки ПУ.

После 01.01.2022г., все приборы учета электрической энергии должны соответствовать Правилам предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности) утвержденных постановлением Правительства РФ от 19.06.2020г. № 890.

Также приборы учета должны иметь возможность быть интегрированы в программно-технический комплекс «Энергосфера».

Поддерживаемое ПТК «Энергосфера» оборудование:

Функции:

Т – сбор тарифных сумм/показаний,

У – управление нагрузкой,

П – параметрирование тарифных расписаний,

К – контроль качества электроэнергии по ГОСТ 32144-2013

| Производители | Модули | ЭКОМ | Сервер опроса | ARIS |
|------------------------------|---|------|------------------|------|
| УСПД | | | | |
| Прософт-Системы | ЭКОМ | + Т | + Т У | + Т |
| | ARIS | + Т | + Т | + Т |
| | SOFTBasic контроллер | - | + | - |
| Эльстер-Метроника | RTU-325 | - | + | - |
| | RTU-327 | - | + Т | - |
| ИТФ "Системы и технологии" | Сикон С10, С50, С70, С120 | - | + | - |
| | SM160, SM160-02, SM160-02M | - | + Т | - |
| Различные производители | Modbus-RTU, ASCII, TCP контроллер (функции 1-5, 16) | + | + | + |
| ИндаСофт | MOSCAD-M (только для СуперФлоу-21В ЗАО "Совтигаз") | - | + | - |
| Волгаэнергоприбор | ВЭП-01 | - | + Т | - |
| Современные Радио Технологии | СТРИЖ-Сервер | - | + Т П У | - |
| ПиЭлСи Технолоджи | Сервер доступа к данным TOPAZ IEC DAS MX240 | - | + Т | - |
| Инкотекс | NB-ИОТ | - | + Т П У | - |
| Телематические Решения | Waviot | - | + Т П У | - |

| Производители | Модули | ЭКОМ | Сервер опроса | ARIS |
|-------------------------------|---|------|----------------|------|
| Лартех | LarTech Metering Service (LarTechMS) | - | + Т У | - |
| АО "Связь инжиниринг М" | УМ-31RTU, УМ-40RTU.2 | - | + Т У | - |
| PLC-концентраторы | | | | |
| РиМ | <u>РиМ МКС 099.02</u> РиМ МКС 099.03 | - | <u>+ Т П У</u> | - |
| Корпорация Сайман | SAIMAN-1000E | - | + Т У | - |
| ECHELON | DC-1000 | - | + Т П У | - |
| Инкотекс | Меркурий 225.1/11 | - | + Т | - |
| | Меркурий 225.2/21 | + | + | + |
| | Меркурий 250 | - | + Т | - |
| Нижегородский завод им.Фрунзе | УСД-2.01 | - | + Т | - |
| ННПО имени М.В.Фрунзе | УСД-2.04 (Микрон 2) | - | + Т | - |
| НТЦ "ГОСАН" | УСПД БИМ 42хх | - | + Т П У | - |
| Концерн ЭНЕРГОМЕРА | УСПД 164-01Б | - | + Т | - |
| | УСПД 164-01М | - | + Т У | - |
| | СЕ805, СЕ805М | - | + Т П У | - |
| НПО "МИР" | УСПД-01, модем-коммуникатор МК-01 | - | + Т | - |
| Эльстер-Метроника | RTU+Server | - | + Т П | - |

| Производители | Модули | ЭКОМ | Сервер опроса | ARIS |
|-------------------------------|--|------|---------------|------|
| Матрица | УСПД RTR7E, RTR8A | - | + Т У | - |
| | УСПД RTR512 | - | + Т У | - |
| Счётчики электроэнергии | | | | |
| Прософт-Системы | Цифровой счетчик ARIS EM45 | + | + | + |
| Эльстер-Метроника | Альфа А1Т, А1R, ЕвроАльфа, АльфаПлюс | + Т | + | + Т |
| | A1700 | + | + | + |
| | A1800 | + Т | + П | + Т |
| | AS1440 | - | + Т | + Т |
| | AS3500 | - | + Т У | - |
| | AS220 | - | + Т У | - |
| | A1140 | - | + | - |
| ТехноЭнерго | TE3000 <u>СЭТ-4ТМ.03МТ</u> <u>ПСЧ-4ТМ.05МКТ</u> <u>ПСЧ-4ТМ.05МДТ</u> | - | + Т П | - |
| | <u>ПСЧ-4ТМ.05МНТ</u> <u>СЭБ-1ТМ.03Т</u> | - | + Т П У | - |
| Нижегородский завод им.Фрунзе | СЭТ-4ТМ.03МК | - | + Т П | - |
| | СЭТ-4ТМ.01, СЭТ-4ТМ.02, СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.03М | | | |
| | ПСЧ-3ТМ.05, ПСЧ-4ТМ.05, ПСЧ-3ТМ.05М, ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-3ТМ.05Д, ПСЧ-4ТМ.05Д, ПСЧ- | + Т | + Т П | + Т |

| Производители | Модули | ЭКОМ | Сервер опроса | ARIS |
|---------------|---|------|------------------|------|
| | 4ТМ.05МД, ПСЧ-4ТМ.05МК | | | |
| | ПСЧ-4ТМ.05МН | + Т | + Т П У | + Т |
| | СЭТ-1М.01М, СЭТ- 1М.01М.01 | + | + | + |
| | СЭБ-1ТМ.01 | + | + Т П | + |
| | СЭБ-1ТМ.02(Д,М) | + Т | + Т П У | + Т |
| | СЭБ-1ТМ.03 | - | + Т П У | - |
| | ПСЧ-4ТА.03.2, ПСЧ- 3ТА.03.2, ПСЧ-3ТА.07, ПСЧ-3АРТ.07(Д), ПСЧ- 3АРТ.08-09 | + Т | + Т П У | + Т |
| | СЭБ-2А.07, ПСЧ- 3А.06Т | - | + Т П У | - |
| ЛЭМЗ | ЦЭ2727 | + | + Т П | - |
| НПФ "Маяк" | МАЯК-101АТ, МАЯК- 102АТ, МАЯК-301АРТ | - | + Т П У | - |
| | МАЯК-302АРТ | + Т | + Т П У | - |
| ГРПЗ | СЭТ 3а | - | + Т П У | - |
| МЗЭП | СТС5605 | + | + | - |
| ПКК Миландр | МИЛУР-104, -105, -107, -304, -305 | - | + Т П У | - |
| | МИЛУР-306, -307 | + Т | + Т П У | + Т |

| Производители | Модули | ЭКОМ | Сервер опроса | ARIS |
|--------------------|--|------|---------------|------|
| | МИЛУР-307.52, -307.62 | - | + Т П У | - |
| ELGAMA-ELEKTRONIKA | EPQS | + Т | + | - |
| | GAMA300 | + Т | + Т | + Т |
| | EMS | - | + Т | - |
| Корпорация Сайман | Отан САР4У | + Т | + Т П | + Т |
| | Отан САР3У | - | + Т П | - |
| | ДАЛА | - | +Т П У | - |
| НТЦ "АРГО" | МУР1001.5 SmartON EE1 (BIN2) | - | + Т У | - |
| ACTARIS | SL7000 | + | + Т | + |
| | ACE6000 | - | + Т | - |
| Iskraemeco, Ltd. | ISKRA MT851, TE851, MT855, MT831, MT860 | + Т | + Т П | - |
| | ISKRA MT372, MT382 | - | + Т П | - |
| | ISKRA MT880 | - | + Т П | - |
| Концерн ЭНЕРГОМЕРА | ЦЭ6850(М), ЦЭ6823М | + Т | + Т П | + Т |
| | ЦЭ6822 | - | + Т П | + Т |
| | CE102 | + | + Т П У | + |
| | CE102M | - | + Т П | - |
| | CE201 | - | + Т П У | - |
| | CE208 (IEC 1107-96, СПОДЭС/DLMS), CE301M, CE306, CE307 | - | + Т П У | - |
| | CE308 (IEC61107, СПОДЭС/DLMS) | + Т | + Т П У | + Т |

| Производители | Модули | ЭКОМ | Сервер опроса | ARIS |
|------------------------|---------------------------------------|------|---------------|------|
| | CE304 | + T | + T П | + T |
| | CE301, CE303 | + T | + T П У | + T |
| | Меркурий 230, 231, 232, 233, 234, 236 | + T | + T П У | + T |
| | Меркурий 203.2T, 206 | + T | + T У | + T |
| Инкотекс | Меркурий 200.04 | - | - | + |
| | Вектор-3ART(2), 3A(T) | + T | + T П У | - |
| | Вектор-300 | - | - | + T |
| ПЗИП | Вектор-300 v35 | + T | - | + T |
| | ION 6200, 7500, 8300, 8600 | + | + | - |
| Power Measurement Ltd. | ION 7330, 7650 | - | + | - |
| | DSSD546, DTSD536 | + | + T | + |
| | DTS543, DSS533, DTS541, DSS531 | + | - | + |
| Holley Metering Ltd. | DTSD545 | + T | - | + T |
| Гран-Система-С | CC-301 | + T | + T П | + T |
| Landis&Gyr AG | ZMD400CT | + | + T | - |
| | ПЦ6806-17 | + T | + T | + T |
| НПП "Электромеханика" | ПЦ6806-03М | + T | - | + T |

| Производители | Модули | ЭКОМ | Сервер опроса | ARIS |
|------------------------------|--|------|---------------|------|
| Системы связи и телемеханики | КИПП-2М | + Т | + Т | + Т |
| Систел Автоматизация | Протон-К, ФОТОН | + Т | + | + Т |
| Satec | PM130E(H) | + Т | + Т П | + Т |
| | PM175 | + Т | + Т П К | + Т |
| | EM132, EM133 | + Т | + Т П | + Т |
| | EM133R | - | + Т П | - |
| | EM720 | + Т | + Т П | + Т |
| | BFM136 | + Т | + Т П | + Т |
| | BFM II | + Т | + Т П | + Т |
| НПО "МИР" | МИР С-01, С-02, С-03 | + Т | + Т П | + Т |
| | МИР С-04, С-05, С-07 | - | + Т П У | - |
| НТЦ "ГОСАН" | БИМ 3/4/5 | - | + Т П | - |
| РиМ | РиМ 189.21, РиМ 189.23, РиМ 189.25, РиМ 189.27, РиМ 289.21, РиМ 289.23, РиМ 489.03-06, РИМ-489.13, РИМ-489.14-17 | - | + Т П | - |
| | РиМ-489.07 | + Т | + Т П У | + Т |
| | РиМ 189.22, РиМ 189.24, РиМ 189.26, РиМ 189.28, РиМ 289.22, РиМ 289.24, РиМ 489.26-29 | - | + Т П У | - |

| Производители | Модули | ЭКОМ | Сервер опроса | ARIS |
|---------------------------------|--|------|---------------|------|
| | РиМ-489.30 | + Т | + Т П У | + Т |
| | РиМ-384, РиМ-389 | - | + Т П | - |
| НПП "Энерготехника" | РЕСУРС-Е4, РЕСУРС-UF2-4.30 | - | + Т К | - |
| МИРТЕК | МИРТЕК-1, МИРТЕК-3 | - | + Т П У | - |
| Тайпит | Нева МТ1хх, Нева МТ3хх, Нева МТ115, Нева МТ315, Нева СП1, Нева СП3, Нева МТ1*2AR, Нева СТ4 | - | + Т П У | - |
| Алгоритм | VINOM334i-339i | + Т | + Т К | + Т |
| НПП "Марс-Энерго" | СКВТ-Ф-МАРСЕН | - | + | - |
| Матрица | NP73E | - | + Т П У | - |
| Тошэлектроаппарат | TE73 | + Т | - | + Т |
| | Энергия-9ВУ СТК3 | + Т | - | - |
| РУП "Гомельэнерго" | Аист-1, Аист-3 | + Т | - | + Т |
| Тесмес | SMT | - | + Т П | - |
| Инженерный центр "Энергосервис" | ESM | + Т | + Т К | + Т |
| Различные производители | СПОДЭС-А, СПОДЭС-В, СПОДЭС-С, СПОДЭС-Д | - | + Т П У | - |
| EMH metering GmbH & Co. KG. | LZQJ-XC | - | + Т | - |
| ООО "СИ-АРТ" | СТЭМ-300 | + Т | + Т П У | + Т |
| Schneider Electric | IEM3255 | - | + Т | - |

| Производители | Модули | ЭКОМ | Сервер опроса | ARIS |
|------------------------|----------------------------|------|---------------|------|
| Телематические Решения | ФОБОС 1, ФОБОС 3, ФОБОС 3Т | - | + Т У | - |

Трансформаторы тока должны соответствовать следующим требованиям:

- трансформаторы тока должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений;
- допускается применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке - не менее 5%;
- класс напряжения 0,66 кВ;
- номинальный вторичный ток не более 5 А;
- класс точности не ниже 0,5S;
- частота измерительной сети 50 Гц;
- номинальная вторичная нагрузка 5 ВА;
- потенциальный вывод, находящийся в пломбируемой клеммной коробке;
- диапазон рабочих температур – от, не выше – 40 0С до, не ниже + 50 0С;
- первичная шина трансформаторов медная, покрытая оловом;
- прозрачная защитная крышка с возможностью пломбирования, защищающая вторичные контакты, табличку с данными и клеймо;
- межповерочный интервал для ТТ - не менее 16 лет;
- гарантийный срок эксплуатации не менее 8 лет;

УСПД

GSM/GPRS модемы должны соответствовать следующим требованиям:

- поколение технологии беспроводной мобильной связи - 3G и выше;
- интерфейс RS 485;
- встроенный блок питания 220 В;
- бесплатное программное обеспечение;
- корпус под DIN-рейку

- технологии передачи данных GPRS (основной), CSD (резервный), SMS, USSD;
- 10-контактный разрывной коннектор (интерфейс RS485, 1 GPO, 3 GPIO, питание модема 7-40 В);
- разъем Micro-USB (интерфейс USB 2.0);
- разъем SMA-F для подключения GSM-антенны;
- винтовой клеммный коннектор, питание модема переменным напряжением 220В частотой 50Гц;
- диапазон рабочих температур: от -40°C до $+70^{\circ}\text{C}$;
- возможность работы с 36 ПУ одновременно;

PLC модемы должны соответствовать следующим требованиям:

- соответствие требованиям ГОСТ Р 51317.3.8;
- диапазон рабочих температур: от -40°C до $+55^{\circ}\text{C}$;
- питание модема переменным напряжением 220В частотой 50Гц;
- интерфейсы RS 485, USB;
- интеграция в программно-технический комплекс «Энергосфера»;
- диапазон рабочих частот от 9 до 95 кГц;
- количество подключаемых электросчётчиков не менее 500 шт;
- крепление на DIN-рейку;
- поддерживаемые PLC технологии PLC-II и выше.

Требования к местам установки ПУ:

Конструкции и размеры шкафов, ниш, щитков и т.п. должны обеспечивать удобный доступ к зажимам счетчиков и трансформаторов тока. Кроме того, должна быть обеспечена возможность удобной замены счетчика и установки его. Конструкция его крепления должна обеспечивать возможность установки и съёма счетчика с лицевой стороны.

Провода, кабели должны соответствовать следующим требованиям:

- для подключения GSM модема к интерфейсу прибора учета применять провод «витая пара» неэкранированный UTP категория 5е, 4 пары (24 AWG) одножильный;
- для токовых цепей — не менее $2,5\text{ мм}^2$ для меди и 4 мм^2 для алюминия;
- кабели вторичных цепей, жилы кабелей и провода, присоединяемые к сборкам зажимов или аппаратам, должны иметь маркировку;

- заземление во вторичных цепях трансформаторов тока следует предусматривать в одной точке на ближайшей от трансформаторов тока сборке зажимов или на зажимах трансформаторов тока;
- цепи учета следует выводить на самостоятельные сборки зажимов или секции в общем ряду зажимов. При отсутствии сборок с зажимами необходимо устанавливать испытательные блоки. Зажимы должны обеспечивать закорачивание вторичных цепей трансформаторов тока, отключение токовых цепей счетчика и цепей напряжения в каждой фазе счетчиков при их замене или проверке, а также включение образцового счетчика без отсоединения проводов и кабелей.
- при выборе вида электропроводки и способа прокладки проводов и кабелей должны учитываться требования электробезопасности и пожарной безопасности;
- оболочки и изоляция проводов и кабелей, применяемых в электропроводках, должны соответствовать способу прокладки и условиям окружающей среды. Изоляция, кроме того, должна соответствовать номинальному напряжению сети.
- допустимые длительные токи на провода и кабели электропроводок должны приниматься по гл. 1.3 ПУЭ изд. 7 с учетом температуры окружающей среды и способа прокладки;
- при монтаже электропроводки для присоединения счетчиков непосредственного включения около счетчиков необходимо оставлять концы проводов длиной не менее 120 мм. Изоляция или оболочка нулевого провода на длине 100 мм перед счетчиком должна иметь отличительную окраску.
- заземление (зануление) счетчиков и трансформаторов тока должно выполняться в соответствии с требованиями гл. 1.7. ПУЭ изд. 7. При этом заземляющие и нулевые защитные проводники от счетчиков и трансформаторов тока напряжением до 1 кВ до ближайшей сборки зажимов должны быть медными.

Автоматические выключатели должны соответствовать следующим требованиям:

- для безопасной установки и замены счетчиков в сетях напряжением до 380 В должна предусматриваться возможность отключения счетчика установленными до него на расстоянии не более 10 м коммутационным аппаратом или предохранителями. Снятие напряжения должно предусматриваться со всех фаз, присоединяемых к счетчику. Трансформаторы тока, используемые для присоединения счетчиков на напряжении до 380 В, должны устанавливаться после коммутационных аппаратов по направлению потока мощности.
- аппараты защиты следует устанавливать, как правило, в местах сети, где сечение проводника уменьшается (по направлению к месту потребления электроэнергии) или где это необходимо для обеспечения чувствительности и селективности защиты;
- при защите сетей с изолированной нейтралью в трехпроводных сетях трехфазного тока и двухпроводных сетях однофазного или постоянного тока допускается устанавливать расцепители автоматических выключателей в двух фазах при трехпроводных сетях и в одной фазе (полюсе) при двухпроводных. При этом в пределах одной и той же электроустановки защиту следует осуществлять в одних и тех же фазах (полюсах). Расцепители в нулевых проводниках допускается устанавливать лишь при условии, что

при их срабатывании отключаются от сети одновременно все проводники, находящиеся под напряжением.

- электрические сети должны иметь защиту от токов короткого замыкания, обеспечивающую по возможности наименьшее время отключения и требования селективности.

Варианты технических решений

Вариант сбора данных по проводным интерфейсам RS-485 (один модем на один подъезд дома).

Протяжка отдельных информационных линий RS-485 в кабельных шахтах между этажей. Счетчики электроэнергии подключаются к данной линии с помощью разветвителей интерфейса RS-485 как к последовательной шине и далее линия подключается к GSM/GPRS модему с выходом RS-485, установленному на первом этаже в групповом распределительном щите. Программное обеспечение получает доступ через модем, организующий интернет-канал передачи данных. При данном варианте кол-во подключаемых счетчиков к модему не более 36 штук. Приборы учета установленные в ВРУ подключаются через интерфейс RS-485 к модему запитанному от линии на которую установлены данные приборы учета.

2) Вариант сбора данных по проводным интерфейсам RS-485 (один модем на этаж).

Монтаж отдельных информационных линий RS-485 в групповом распределительном щите. Счетчики электроэнергии подключаются к данной линии как к последовательной шине и далее линия подключается к GSM/GPRS модему с выходом RS-485, установленному на каждом этаже в групповом распределительном щите. Программное обеспечение получает доступ через модем, организующий интернет-канал передачи данных. При данном варианте кол-во подключаемых счетчиков к модему не более 36 штук. Приборы учета установленные в ВРУ подключаются через интерфейс RS-485 к модему запитанному от линии на которую установлены данные приборы учета.

3) Вариант сбора данных по силовым линиям по технологии PLC.

Если прокладка информационных линий невозможна или нерентабельна, сбор данных может осуществляться по силовым кабелям по технологии PLC (Power Line Communications). В данном случае, в доме устанавливаются счетчики со встроенными модемами PLC и УСПД, собирающее данные со счетчиков. Программное обеспечение получает доступ к УСПД через встроенный в УСПД модем или подключенный через интерфейс RS-485 модем, организующий интернет-канал передачи данных. На каждый отдельный ввод устанавливается в ВРУ один комплект УСПД.

4) Вариант сбора данных по радиоканалу с помощью встроенного в прибор учета GSM модема.

Если прокладка информационных линий невозможна или нерентабельна, сбор данных может осуществляться с помощью встроенного в прибор учета GSM модема. В данном случае, в групповом распределительном щите устанавливаются счетчики со встроенными GSM модемами, передающие данные со счетчиков. Программное обеспечение получает доступ к прибору через встроенный в прибор учета GSM модем, организующий интернет-канал передачи данных. На каждый отдельный ввод устанавливается в ВРУ один прибор учета со встроенным GSM модемом.