**Общество с ограниченной ответственностью**
**«Архитектурно-строительная компания «Барс»**

# Филиал АО «ДРСК» «Южно-Якутские электрические сети»

# Реконструкция ПС 35/6 кВ «МПС» (замена КРУН 6 кВ)

Проектная документация

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.
Подраздел 1. Система электроснабжения
Часть 4. Учет электроэнергии

Том 3.4

794-17-3-ИОС1.4

| Изм. | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|
| 1 | 05-17 | | 08.17 |
| | | | |

2017

**Общество с ограниченной ответственностью**
**«Архитектурно-строительная компания «Барс»**

# Филиал АО «ДРСК» «Южно-Якутские электрические сети»

# Реконструкция ПС 35/6 кВ «МПС» (замена КРУН 6 кВ)

Проектная документация

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.
Подраздел 1. Система электроснабжения.
Часть 4. Учет электроэнергии

Том 3.4

794-17-3-ИОС1.4

Главный инженер проекта А.В. Лоншаков

| Изм. | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|
| 1 | 05-17 | | 08.17 |
| | | | |

2017

**Таблица регистрации изменений. Том 3.4 794-17-3-ИОС1.4**

| Изм. | Номера листов (страниц) | | | | Всего листов (страниц) в док. | Номер док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | измененных | замененных | новых | аннулированных | | | | |
| 1 | | 2, 3, 8, 9, 21, 22 | 21.1 | | 22 | 05-17 | | 08.17 |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

## СОДЕРЖАНИЕ


| Обозначение | Наименование | Страница |
|---|---|---|
| 794-17-3-ИОС1.4.С | **Содержание** | 2 |
| 794-17-3-СП | **Состав проектной документации** | 3, 4 |
| 794-17-3-ИОС1.4.ТЧ | **Текстовая часть** | |
| | 5.4 Общие сведения | 5 |
| | 5.4.1 Назначение и цели создания АИИС УЭ ПС | 5 |
| | 5.4.2 Характеристика объекта автоматизации | 5 |
| | 5.4.3 Основные технические решения | 7 |
| | 5.4.3.1 Организация учёта электроэнергии» | 7 |
| | 5.4.3.2 Иерархия и элементы функциональной структуры | 7 |
| | 5.4.3.3 Средства и способы связи для информационного обмена между компонентами системы | 8 |
| | 5.4.3.4 Взаимодействие системы сбора информации высшего уровня с системой учета подстанции | 8 |
| | 5.4.3.5 Требования об обеспечении заданных потребительских характеристик | 8 |
| | 5.4.3.6 Описание функций системы УЭ ПС МПС | 8 |
| | 5.4.3.7 Самодиагностика элементов системы | 10 |
| | 5.4.3.8 Степень автоматизации функций | 11 |
| | 5.4.4 Решения по комплексу технических средств | 11 |
| | 5.4.4.1 Состав комплекса технических средств и его размещение на объекте | 11 |
| | 5.4.4.2 Методы защиты технических средств | 12 |
| | 5.4.4.3 Защита человека от поражения электрическим током | 13 |
| | 5.4.4.4 Решения по защите от несанкционированного доступа к комплексу технических и программных средств | 13 |
| | 5.4.4.5 Электропитание технических средств | 14 |
| | 5.4.5 Описание массива информации | 14…15 |
| | 5.4.6 Метрологическое обеспечение | 15…17 |
| | 5.4.7. Расчетная проверка трансформаторов тока 6 кВ | 17 |
| | 5.4.8. Расчетная проверка трансформатора напряжения 6 кВ и их вторичных цепей | 18…20 |
| | **Графическая часть** | |
| 794-17-3-ИОС1.4.ГЧ, л. 1 | Схема объемов учета электроэнергии | 21 |
| 794-17-3-ИОС1.4.ГЧ, л. 1.1 | Схема объемов учета электроэнергии (Временная схема электроснабжения) | 21.1 |
| 794-17-3-ИОС1.4.ГЧ, л. 2 | Структурная схема АИИС УЭ | 22 |


Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

| Изм. | Кол.уч | Лист | №док | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | | Зам. | 05-17 | | 08.17 |
| Разраб. | | Ларионов | | | 07.17 |
| Н.контр. | | Лоншаков | | | 07.17 |
| ГИП | | Лоншаков | | | 07.17 |

794-17-3-ИОС1.4.С

Содержание

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | | 1 |

АСК БАРС

**Состав проектной документации**

| Номер тома | Обозначение | Наименование | Примечание |
|---|---|---|---|
| 1 | 794-17-3-ПЗ | Раздел 1. Пояснительная записка | |
| | - | Раздел 2. Схема планировочной организации земельного участка | *Раздел не разрабатывается* |
| | - | Раздел 3. Архитектурные решения | *Раздел не разрабатывается* |
| 2 | 794-17-3-КР | Раздел 4. Конструктивные и объемно-планировочные решения | |
| 3.1 | 794-17-3-ИОС1.1 | Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.<br>Подраздел 1. Система электроснабжения.<br>Часть 1. Электротехнические решения | |
| 3.2 | 794-17-3-ИОС1.2 | Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.<br>Подраздел 1. Система электроснабжения.<br>Часть 2. Релейная защита, автоматика и вторичные соединения | |
| 3.3 | 794-17-3-ИОС1.3 | Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.<br>Подраздел 1. Система электроснабжения.<br>Часть 3. Телемеханизация | |
| 3.4 | 794-17-3-ИОС1.4 | Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.<br>Подраздел 1. Система электроснабжения.<br>Часть 4. Учет электроэнергии | |
| | - | Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.<br>Подраздел 2. Система водоснабжения.<br>Подраздел 3. Система водоотведения.<br>Подраздел 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. | *Подразделы не разрабатываются* |

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

| Изм. | Кол.уч | Лист | №док | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| Разраб. | | Лоншаков | | | 07.17 |
| Н.контр. | | Лоншаков | | | 07.17 |
| ГИП | | Лоншаков | | | 07.17 |

794-17-3-СП

Состав проектной документации

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 1 | 2 |

АСК БАРС

| Номер тома | Обозначение | Наименование | Примечание |
|---|---|---|---|
| | | Подраздел 5. Сети связи<br>Подраздел 6. Система газоснабжения.<br>Подраздел 7. Технологические решения | |
| 4 | 794-17-3-ПОС | Раздел 6. Проект организации строительства | *Разрабатывается на стадии рабочей документации* |
| | - | Раздел 7. Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства | *Раздел не разрабатывается* |
| | - | Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды | *Раздел не разрабатывается* |
| | - | Раздел 9. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности | *Раздел не разрабатывается* |
| | - | Раздел 10. Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов | *Раздел не разрабатывается* |
| | - | Раздел 10(1). Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов | *Раздел не разрабатывается* |
| 5 | 794-17-3-СМ | Раздел 11. Смета на строительство объектов капитального строительства | *Разрабатывается на стадии рабочей документации* |
| | - | Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами | *Раздел не разрабатывается* |

### 5.4 Общие сведения

#### 5.4.1 Назначение и цели создания АИИС УЭ ПС

Наименование проектируемой системы - «Автоматизированная информационно-измерительная система учета электроэнергии (АИИС УЭ) ПС 35/6 кВ «МПС» филиала ОАО «ДРСК» «ЮЯЭС». Условное наименование – АИИС УЭ ПС 35 кВ МПС.

АИИС УЭ ПС 35 кВ МПС предназначена:

- измерений количества электроэнергии, получаемой и отпускаемой по расчетным (коммерческим) и техническим присоединениям энергообъекта;
- автоматизированного сбора данных измерений;
- анализа полноты и достоверности данных измерений;
- обработки и хранения данных измерений, их передачи по необходимым уровням иерархии системы;
- расчета учетных показателей и обеспечение регламентированного доступа функциональных служб ОАО «ДРСК» «ЮЯЭС» к данным учета электроэнергии;
- формирования отчетных документов.

Целями создания АИИС УЭ являются:

- Автоматизация сбора данных об электропотреблении энергообъекта, в том числе и получение оперативной и достоверной информации о количестве принятой, распределенной, потребленной и переданной электрической энергии;
- Повышение точности коммерческого учета электроэнергии за счет использования современных приборов учета и применения цифровых технологий измерений, сбора и обработки данных;
- Обеспечение синхронности измерений количества электроэнергии;
- Повышение надежности системы коммерческого учета электроэнергии и защищенности информации на всех уровнях системы за счет применяемых технических, программных и организационных решений;
- Создания системы единого информационного обеспечения об электропотреблении объектов электрических сетей филиала ОАО «ДРСК» «ЮЯЭС».

Особенностями создания АИИС УЭ ПС 35 кВ МПС:

- Возможность дальнейшего наращивания технических средств в части увеличения возможных сигналов без вывода из постоянной эксплуатации компонентов АИИС УЭ ПС 35 кВ МПС;
- Возможность сопряжения разрабатываемой АИИС УЭ с системой диспетчерского управления.
- Проект разрабатывается в соответствии с действующими нормами, техническими регламентами и правилами техники безопасности, пожаро-взрывобезопасности и т.п.

#### 5.4.2 Характеристика объекта автоматизации

Объектом автоматизации является система учета электроэнергии на ПС 35 кВ МПС.

Таблица 1. Характеристики ПС 35 кВ МПС

| Показатель | Значение/Заданные характеристики |
|---|---|
| Номинальные напряжение | 35/6 кВ |
| Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.) | РУ-35 кВ – открытое<br>РУ-6 кВ - КРУ |
| Тип схемы каждого РУ | РУ-35 кВ – 4Н;<br>РУ-6 кВ – секционированная выключателем секция шин |
| Количество линий, подключаемых к подстанции по каждому РУ | Подключенные ВЛ:<br>К ОРУ 35 кВ - 2 шт. К КРУ 6 кВ - 3 шт. |
| Количество резервных ячеек по каждому РУ | РУ-35 кВ – нет;<br>РУ-6 кВ – 5 шт. |
| Количество и мощность силовых трансформаторов | ТМН-4000/35/6 – 1 шт; ТМ-4000/35/6 – 1 шт. |
| Вид обслуживания | ОВБ |

Данным проектом предусматривается создание системы учета электроэнергии на ПС, охватывающей присоединения 6 и 0,4 кВ (организация 13 информационно-измерительных комплексов точек учета (ИИК ТУ) на базе микропроцессорных счётчиков электроэнергии (далее счётчики э/э)), организация сбора и передачи информации на сервер АИИС УЭ в филиал ОАО «ДРСК» «ЮЯЭС» (установка УСПД на подстанции с синхронизацией времени).

Таблица 2. Перечень точек измерений электрической энергии АИИС УЭ.

| № ИИК | Наименование присоединения | Коммерческий учет | | Технический учет | | Класс точности | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Параметры контроля | Кол-во | Параметры контроля | Кол-во | ТТ | ТН | Счетчика |
| 1. | Ячейка 6 кВ №2 В6-Т1 | - | - | Wao<br>Wpo | 2 | 0,5S | 0,5 | 0,5S |
| 2. | Ячейка 6 кВ №4 В6-ВЛ | Wап<br>Wpп | 2 | - | - | 0,5S | 0,5 | 0,5S |
| 3. | Ячейка 6 кВ №5 В6-ВЛ | Wап<br>Wpп | 2 | - | - | 0,5S | 0,5 | 0,5S |
| 4. | Ячейка 6 кВ №6 В6-ВЛ | Wап<br>Wpп | 2 | - | - | 0,5S | 0,5 | 0,5S |
| 5. | Ячейка 6 кВ №7 В6-ВЛ | Wап<br>Wpп | 2 | - | - | 0,5S | 0,5 | 0,5S |
| 6. | Ячейка 6 кВ №8 В6-СВ | - | - | Wao<br>Wpo<br>Wап<br>Wpп | 4 | 0,5S | 0,5 | 0,5S |
| 7. | Ячейка 6 кВ №10 В6-ВЛ | Wап<br>Wpп | 2 | - | - | 0,5S | 0,5 | 0,5S |
| 8. | Ячейка 6 кВ №11 В6-ВЛ | Wап<br>Wpп | 2 | - | - | 0,5S | 0,5 | 0,5S |
| 9. | Ячейка 6 кВ №12 В6-ВЛ | Wап<br>Wpп | 2 | - | - | 0,5S | 0,5 | 0,5S |
| 10. | Ячейка 6 кВ №13 В6-ВЛ | Wап<br>Wpп | 2 | - | - | 0,5S | 0,5 | 0,5S |
| 11. | Ячейка 6 кВ №15 В6-Т2 | - | - | Wao<br>Wpo | 2 | 0,5S | 0,5 | 0,5S |
| 12. | ПСН-1 0,4 кВ (отдача) | - | - | Wao<br>Wpo | 2 | 0,5S | - | 0,5S |
| 13. | ПСН-2 0,4 кВ (отдача) | - | - | Wao<br>Wpo | 2 | 0,5S | - | 0,5S |
| Временная схема электроснабжения | | | | | | | | |
| 1. | ВЛ 6 кВ "Тупик-2-1" | Wап<br>Wpп | 2 | - | - | 0,5S | - | 0,5S |
| 2. | ВЛ 6 кВ "МПС-2" | - | - | Wап<br>Wpп | 2 | 0,5S | - | 0,5S |
| 3. | Ввод 0,4 кВ 1Т 6/0,4 кВ | - | - | Wao<br>Wpo | 2 | 0,5S | - | 0,5S |
| 4. | Питание потребителей 0,4 кВ подрядчика | Wап<br>Wpп | 2 | - | - | 0,5S | - | 0,5S |

Новые приборы и средства учета ЭЭ устанавливаются:
- по стороне 6 кВ – в ячейках 6 кВ КРУ-6 кВ;
- по стороне 0,4 кВ – в ПСН 0,4 кВ КРУ-6 кВ.

Для временной схемы электроснабжения:
- по стороне 6 кВ – в ячейках 6 кВ КРУ ЯКНО-6-В/В-1000 УХЛ1 (ячейка первая и вторая);
- по стороне 0,4 кВ – в КТПН-КТВК-100/6/0,4 УХЛ1.

Схема объемов учета электроэнергии с указанием точек учета ПС 35 кВ МПС приведена на чертеже 794-17-3-ИОС1.4, л.21.

Схема объемов учета электроэнергии (Временная схема электроснабжения) с указанием точек учета приведена на чертеже 794-17-3-ИОС1.4, л.21.1.

Структурная схема АИИС УЭ ПС 35 кВ МПС приведена на чертеже 794-17-3-ИОС1.4, л.22.

Класс точности для учета реактивной электроэнергии на одну ступень ниже соответствующего класса точности учета активной электроэнергии.

Подключение счетчика к трансформатору тока и напряжения предусматривается отдельным кабелем, при этом подсоединение к электросчетчику должно быть проведено через испытательную коробку (специализированный клеммник), расположенную непосредственно под счетчиком.

Подключение измерительных цепей учета производится отдельным кабелем к отдельным обмоткам измерительных трансформаторов тока и напряжения соответствующих классов точности.

Класс точности вторичной обмотки «звезда» для цепей АИИС УЭ измерительных трансформаторов напряжения (ТН):

- для ТН 6 кВ и ниже - не хуже 0,5.

Класс точности вторичной обмотки для цепей АИИС УЭ измерительных трансформаторов тока (ТТ):

- для ТТ 6 кВ и ниже - не хуже 0,5S.

**5.4.3 Основные технические решения**

**5.4.3.1 Организация учёта электроэнергии»:**

АИИС УЭ ПС 35 кВ МПС обеспечивает:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (3 мин);
- хранение данных об измеренных величинах в стандартной базе данных в течение 3,5 лет;
- обеспечение ежесуточного резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- подготовку данных в XML формате для их передачи по электронной почте в филиал ОАО «ДРСК» «ЮЯЭС»;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений (счетчиков коммерческого учета электроэнергии, ИВКЭ, ИВК) по запросу со стороны сервера КУ филиал ОАО «ДРСК» «ЮЯЭС» в соответствии с процедурой контрольного доступа и форматом запроса данных;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС УЭ;
- конфигурирование и настройку параметров;
- ведение системы единого времени в АИИС УЭ (коррекция времени).

**5.4.3.2 Иерархия и элементы функциональной структуры**

Проектируемая система создается как информационно-измерительная система с централизованным управлением и распределенной функцией измерения и имеет следующую архитектуру:

1-й уровень (полевой) – информационно-измерительный комплекс точек учета (ИИК), на котором проводится измерение, первичная обработка и хранение данных о потреблении активной и реактивной электроэнергии по отдельным измерительным каналам. Данный уровень состоит из трансформаторов тока (ТТ), трансформаторов напряжения (ТН), вторичных измерительных цепей тока и напряжения, вновь заказываемых счетчиков э/э;

2-й уровень (средний) – информационно-вычислительный комплекс энергообъекта (ИВКЭ). ИВКЭ обеспечивает автоматический сбор с предыдущего (полевого) и передачу на следующий (верхний) уровень:

- коммерческой информации о результатах измерений;
- служебной информации о состоянии средств измерений, входящих в состав ИИК контролируемых присоединений.

Кроме того, ИВКЭ обеспечивает доступ к вышеприведённой информации со стороны существующего информационно-вычислительного комплекса системы (ИВК), обслуживающего персонала и пользователей системы, контроль достоверности коммерческой информации и синхронизации времени во всех элементах системы. Данный уровень представлен в составе устройства сбора и передачи данных (УСПД).

Как отдельный важный элемент системы выделяется система обеспечения единого времени (СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя все счетчики электроэнергии и УСПД с приемником сигналов точного времени (GPS), устанавливаемый в проектируемом шкафу учета электроэнергии.

3-й уровень (верхний) – (не входит в состав проектирования поскольку является существующим и находится в филиал ОАО «ДРСК» «ЮЯЭС») включает в себя ИВК (комплексный компонент, выполняющий функции связующего и вычислительного компонентов). С уровня ИВК осуществляется предоставление данных заинтересованным организациям в соответствии с соглашениями об информационном обмене, обеспечивается ежесуточное резервирование баз данных на внешних носителях информации.

**5.4.3.3 Средства и способы связи для информационного обмена между компонентами системы**

Все вновь устанавливаемые счетчики э/э оснащены цифровыми интерфейсами RS-485, что позволяет организовать контур автоматического сбора данных на подстанции.

Счетчики электроэнергии подключаются последовательно к двум портам RS-485 (не более 15 счётчиков на одну шину для обеспечений наименьшего времени опроса) с применением разветвителей интерфейса RS-485. Интерфейс RS-485 выбран исходя из условий достаточной помехозащищенности, удобства монтажа, наладки и экономии кабельной продукции.

В соответствии со стандартными программными средствами, поставляемыми в комплекте с УСПД, при первичном программировании УСПД на подстанции устанавливается внутренний независимый от внешних воздействий, цикл опроса счетчиков 3 минуты. УСПД производит считывание со счётчиков (технического) графика нагрузки (3 мин), приводит график нагрузки к единым (коммерческим 30 мин) интервалам усреднения, кратным интервалам профилей счётчиков. В памяти УСПД сохраняются как технический, так и коммерческий графики нагрузки. Данный интервал применяется к сбору данных от всех счетчиков, включенных в УСПД.

Опрос счетчиков коммерческого и технического учётов производится напрямую от УСПД по следующему циклу: УСПД в шкафу учета электроэнергии – шина RS-485, организованная через разветвитель RS-485 – счётчик электроэнергии порт RS-485 №1. При этом скорость передачи данных не менее 9600 бит/сек.

После того, как УСПД установило связь со счетчиком, осуществляется передача данных. Опрос счетчиков, расположенных на одной шине происходит последовательно. Во время сеанса связи с одним счетчиком, остальные счетчики, расположенные на общей шине, не опрашиваются. Время связи с одним счетчиком составляет примерно 10 секунд. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД для осуществления ежесуточного резервирования данных. Все данные, полученные от электросчетчиков, хранятся в энергонезависимой памяти УСПД не менее 4-х лет.

По запросу с верхнего уровня (ИВК) информация передается по каналу связи.

Вышеописанные процедуры происходят автоматически, а время и частота опроса настраиваются вручную на этапе пуско-наладки системы или в процессе эксплуатации системы.

При одновременном выходе из строя каналообразующего оборудования (УСПД и канала связи) сбор информации осуществляется путём визуального считывания информации с ЖК-дисплея счётчика э/э, либо при помощи переносного АРМ (ноутбука) путём его подключения к оптопорту счетчика, т.е. методом непосредственного считывания показаний со счетчиков.

Данные из ноутбука переносятся в систему после её восстановления путем подключения соединительного кабеля ноутбука к USB порту ИВК.

**5.4.3.4 Взаимодействие системы сбора информации высшего уровня с системой учета подстанции**

Связь системы ПС с высшим уровнем иерархии (существующий ИВК в филиале ОАО «ДРСК» «ЮЯЭС») осуществляется по проектируемому GSM каналу связи, имеющий следующие характеристиками:

- Скорость передачи канала связи учета электроэнергии 9,6 кбит/с.

Взаимодействие с другими заинтересованными организациями осуществляется в формате XML через существующий ИВК, установленный в филиале ОАО «ДРСК» «ЮЯЭС». Передача данных в XML

формате внешним организациям производится по электронной почте с цифровой подписью в соответствии с регламентами об информационном обмене.

**5.4.3.5 Требования об обеспечении заданных потребительских характеристик**

Микропроцессорные счетчики, принятые проектом должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений Российской Федерации, иметь сертификаты утверждения типа средств измерений и удовлетворять типовым требованиям к системам АИИС, утвержденным Главгосэнергонадзором.

УСПД в комплексе с программным обеспечением должно быть метрологически аттестовано для применения в коммерческих расчетах, иметь соответствующий сертификат Госстандарта РФ и включено в Госреестр средств измерений РФ, а также иметь разрешение к применению на территории РФ.

**5.4.3.6 Описание функций системы УЭ ПС МПС**

Проектом предусматривается круглосуточное, автоматическое функционирование всех уровней системы (ИИК, ИВКЭ, СОЕВ) в следующих режимах:

- штатный – рабочий режим;
- сервисный – режим обслуживания;
- аварийный – отказ оборудования.

Функция измерения величин активной и реактивной электроэнергии должна производиться в каждом ИИК в соответствии с утвержденной и аттестованной методикой выполнения измерений. Функция должна выполняться постоянно с помощью счётчиков э/э.

При этом счетчик должен обеспечивать:

- аналогово-цифровое преобразование входных сигналов тока и напряжения;
- расчет данных о потребленной электроэнергии и мощности;
- получение именованных физических величин заданной размерности.

Уровень ИИК должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- автоматическое выполнение измерений активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого (технического) учета;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическая регистрация событий в «Журнале событий», сопровождающих процесс измерения;
- автоматическое сохранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- безопасность хранения информации и программного обеспечения;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВКЭ и ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- диагностику работы технических средств;
- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной энергии и запись данных графика нагрузки;
- обработку данных за расчетный период;
- снятие информации со счетчиков автономным способом через оптический порт;
- самодиагностику и ведение журнала событий.

Функции ИВКЭ должны выполняться с помощью проектируемого УСПД и каналообразующих устройств.

При этом УСПД должно производить считывание со счётчиков (технического) графика нагрузки (1, 3, 5, 15, 30, 60 мин), приводит график нагрузки к единым коммерческим 30 минутным интервалам усреднения, кратным интервалам профилей счётчиков и обеспечивать представление результатов измерения, информации о состоянии средств измерений и объектов измерения в ИВК. В памяти УСПД должны сохраняться как технический, так и коммерческий графики нагрузки, при этом глубина (время) их хранения могут быть различны.

Уровень ИВКЭ должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- сбор данных о состоянии объектов и средств измерений со всех ИИК, обслуживаемых данным ИВКЭ;
- возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии и других физических величин;
- ведение Журнала событий;

- предоставление доступа существующего ИВК к результатам измерений и к данным о состоянии средств и объектов измерений;
- диагностику работоспособности технических средств;
- хранение результатов измерений;
- хранение данных о состоянии средств и объектов измерений;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных.

Функция регламентированного сбора результатов измерений и информации о состоянии средств и объектов измерений определяет интервал времени между выполнением задания на опрос. Опрос осуществляется с периодом 3 и 30 минут, раз в сутки.

Функция обработки данных за расчетный период производит интегрирование энергии по времени, которое принято за расчетный период и вычисляет максимальную мощность за расчетный период с целью определения её расхода потребителем. В конце расчетного периода выполняются функции:

- передача измеренных величин из регистров для текущих расчетных периодов в соответствующие регистры предыдущего расчетного периода;
- передача данных из регистров для предыдущих расчетных периодов в соответствующие регистры для одного расчетного периода назад;
- очистка регистров мощности по текущему периоду потребления;
- очистка регистров максимальной мощности;
- суммирование максимальных мощностей в момент окончания расчетного периода с соответствующими величинами, записанными в регистрах для общей мощности;
- генерация и регистрирование данных для начала нового отсчета.

Функция контроля достоверности измерительной информации выполняет анализ полноты измеренных данных и принимает решение о достоверности или недостоверности измерения. Факт появления недостоверной информации сигнализируется. Данная функция выполняется с помощью программного обеспечения счетчиков, УСПД.

Процесс выполнения функций компонентов системы предусматривает полную автоматизацию обмена информацией («запрос-ответ») между уровнями с определенной программной периодичностью и регламентом доступа.

Система должна иметь несколько уровней доступа:

- просмотр любых данных;
- просмотр любых данных и модификация информации, не относящейся к системе сбора данных (электрические схемы, расчетные схемы, временные зоны и так далее);
- просмотр любых данных и модификация информации относящейся к системе сбора данных (порты, точки опроса и так далее).

Разграничение прав пользователей по уровням доступа определяется Заказчиком и выполняется при наладке системы.

При реализации автоматизированных функций системы роль и участие пользователя заключается в следующем:

- параметрирование;
- просмотр данных;
- обслуживание технических устройств системы;
- сбор данных со счетчиков по оптическому порту с использованием оптического преобразователя и инженерного пульта в случае нарушения каналов связи;
- передача информации заинтересованным лицам с использованием средств электронно-цифровой подписи.

**5.4.3.7 Самодиагностика элементов системы**

Функция самодиагностики и ведения журнала событий производит самодиагностику правильности работы счетчика и УСПД и при выявлении причин, влияющих неправильное функционирование, выдает коды ошибок или предупреждения.

Процесс самодиагностики ИИК выполняется автоматически при следующих условиях:

- при первоначальном подключении счетчика;
- каждые 24 часа после подачи питания;
- при каждом обращении через оптический порт;

- сразу после сеанса связи;
- после перерыва питания.

При самодиагностике счетчик проводит электронный анализ, включающий проверку следующих аспектов:

- подтверждения конфигурации данных;
- точности генератора тактовой частоты часов;
- напряжения литиевой батареи (разрядка батареи);
- нормальной работы микропроцессора;
- обнаружение и идентификация условий для выдачи кодов предупреждений.

Счетчики записывают определенные типы событий в журнал событий. Запись каждого сопровождается датой и временем, в которое оно произошло.

Это дает возможность для последующего анализа работы счетчика, фактов вмешательства в его работу, а также устранения ошибок. Для надежности работы журнал событий не может быть удален. В журнале событий счетчика ведется регистрация даты и времени следующих событий:

-отключение и включение питания;
- корректировка времени;
- ручного сброса мощности;
- включение и выключение режима тестирования.

Число разрешенных флагов событий в совокупности может меняться от 5 до 255.

УСПД автоматически формирует в энергонезависимой памяти журнал событий для фиксации:

- даты начала регистрации измерений
- перерывов электропитания,
- потери и восстановления связи со счётчиками,
- программных и аппаратных перезапусков,
- корректировки времени в УСПД и каждом счетчике,
- изменения ПО и перепараметрирования УСПД.

Глубина хранения в журнале устанавливается при программировании УСПД и составляет не более 1000 записей. Содержание журналов событий счетчиков и УСПД передаётся по запросам и на сервера ИВК.

Функция контроля работоспособности программно-технических средств осуществляется на всех уровнях и во всех подсистемах проектируемой системы, в ИИК и ИВКЭ выполняются тестовые самопроверки.

Конфигурирование и настройка счетчиков и УСПД выполняется с помощью специализированных программных средств с записью данного факта в журнале событий.

**5.4.3.8 Степень автоматизации функций**

В проектируемой системе все функции по измерению, сбору и обработке данных, ведению единого времени, ведению журналов событий, программной защите оборудования производятся в автоматическом режиме.

В автоматизированном режиме выполняются функции переконфигурирования, настройки и диагностики системы.

**5.4.4 Решения по комплексу технических средств**

**5.4.4.1 Состав комплекса технических средств и его размещение на объекте**

Аппаратно-программные средства, образующие систему сбора информации для расчетного учета за электроэнергию, применяются в сфере распространения Государственного метрологического контроля и надзора.

Достоверность предоставляемых данных обеспечивается соответствием средств измерений, установленным требованиям, постановлениям, нормативным актам и документам Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии, то есть применением:

- серийно выпускаемых измерительных трансформаторов, поставляемых с метрологическими характеристиками в соответствии с ГОСТ 7746-2001 и ГОСТ 1983-2001;
- средств измерений, имеющих сертификат об утверждении типа средств измерений.

Проектный перечень оборудования проектируемой системы ПС «МПС» приведен в таблице 3.

Таблица 3

| № | Наименование | Количество |
|---|---|---|
| 1 | Шкаф ИВКЭ конструктив одностороннего обслуживания, габаритами (ВхШхГ) 2200х800х600 мм, с набором комплектующих, освещением и вентиляцией, в ЭМС-исполнении, в составе:<br>- устройства бесперебойного питания (ИБП-1000 ВА) Eaton 9130 1000 RM – 1 шт.;<br>- батарейный модуль Eaton 9130 EBM 1000 RM – 1 шт.;<br>- вводные автоматы 10А – 2 шт.;<br>- распределительные автоматы 6А – 4 шт.;<br>- силовые клеммники – 1 комплект (~10 клемм);<br>- УСПД (Алюминиевый корпус, крепление на DIN рейку, потребляемая мощность 30Вт, 3xRS-232, 4xRS-485, 2xEthernet, опрос до 25 счетчиков, GPS + антенна, питание 18..36 DC, расширенный температурный диапазон -30°С–+60°С) ЭКОМ 3000Т-С25-М3-В4-G-TE – 1 шт.;<br>- устройства защиты сетей RS-485 от импульсных перенапряжений ~ 2 шт.<br>- GSM модем MOXA OnCell G3150-HSPA - 1 шт. | 1 комплект |
| 2 | - многофункциональный микропроцессорный однонаправленный счетчик электрической энергии (100В, 5А) Кл. точн. = 0,5S (для организации учёта на присоединениях 6 кВ) Меркурий 234 ARTM-00 PB.R | 8 шт. |
| 3 | - многофункциональный микропроцессорный двунаправленный счетчик электрической энергии (100В, 5А) Кл. точн. = 0,5S (для организации учёта на присоединениях ВВ, СВ 6 кВ)<br>Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R | 3 шт. |
| 4 | - многофункциональный микропроцессорный двунаправленный счетчик электрической энергии (230В, 5А) Кл. точн. = 0,5S (для организации учёта на присоединениях 0,4 кВ)<br>Меркурий 234 ARTM2-03 PB.R | 2 шт. |
| 5 | Клеммник испытательный для организации измерительных цепей тока и напряжения | 13 шт. |
| 6 | Разветвитель питания 220VDC | 13 шт. |
| 7 | Разветвитель интерфейса RS-485 | 13 шт. |
| 8 | Кабельная продукция в составе:<br>КИПЭВнг(А)-LS 2х2х0,6 - “витая пара” для организации шин RS-485 – прокладка по кабельным конструкциям в помещении;<br>ВВГнг-LS 3х2,5 - силовой кабель для организации цепей питания электросчётчиков и шкафов – прокладка по кабельным конструкциям в помещении;<br>ПВ-3 1х2,5 - провод для внутришкафных соединений;<br>ПВ-3 1х6 – провод для заземления. | Длина и тип кабеля уточняются при разработке РД |
| | Временная схема электроснабжения | |
| 9 | - многофункциональный микропроцессорный однонаправленный счетчик электрической энергии (100В, 5А) Кл. точн. = 0,5S (для организации учёта на присоединениях 6 кВ) Меркурий 234 ARTM-00 PB.R | 2 шт. |
| 10 | - многофункциональный микропроцессорный двунаправленный счетчик электрической энергии (230В, 5А) Кл. точн. = 0,5S (для организации учёта на присоединениях 0,4 кВ)<br>Меркурий 234 ARTM2-03 PB.R | 2 шт. |
| 11 | Клеммник испытательный для организации измерительных цепей тока и напряжения | 4 шт. |
| 12 | Кабельная продукция в составе: | Длина и тип кабеля |

| № | Наименование | Количество |
|---|---|---|
| | ВВГнг-LS 3х2,5 - силовой кабель для организации цепей питания электросчётчиков и шкафов – прокладка по кабельным конструкциям в помещении;<br>ПВ-3 1х2,5 - провод для внутришкафных соединений; | уточняются при разработке РД |

Данный перечень подлежит уточнению при разработке РД.

Счетчики присоединений 6 кВ установлены в ячейках КРУ 6 кВ, 0,4 кВ – в ПСН 0,4 кВ. В непосредственно близости от счетчика монтируются специализированная клеммная коробка для измерительных цепей и разветвительные коробки информационных цепей с возможностью пломбирования.

В проектируемом шкафу учета электроэнергии проектом предусматривается организация следующих кабельных связей:

- информационных цепей (шин RS-485) от шкафа учета электроэнергии (УСПД) до разветвительных коробок RS-485, между разветвителями RS-485 и от разветвителей до счётчиков э/э;
- цепей дополнительного питания счётчиков э/э от шкафа учета электроэнергии (ИБП) до разветвительных коробок ~220В, между разветвителями ~220В и от разветвителей до счётчиков э/э.

GPS антенна, для синхронизации системного времени, устанавливается на крыше КРУ 6 кВ посредством выносного кронштейна.

**5.4.4.2 Методы защиты технических средств**

Проектом предусматриваются методы защиты технических средств от механических, тепловых, электромагнитных и других воздействий, в том числе от несанкционированного доступа к ним.

Счетчики имеют степень защиты не менее IP54 согласно требованиям ГОСТ 14254-96.

УСПД имеет степень защиты не менее IP20.

Для защиты от механических повреждений технических средств системы имеющих степень защиты IP20 проектом предусматривается их размещение в шкафе со степенью защиты не менее. Разделка и подключение кабельной продукции между устройствами осуществляются также внутри шкафа (ячейки), а оборудование монтируется с учетом обеспечения свободного доступа и возможности проведения осмотра.

В связи с тем, что элементы систем размещаются вблизи работающих электроустановок необходимо обеспечить достаточную помехозащищённость (электромагнитную совместимость) для них. Для этого в проектной документации предусматриваются следующие технические решения:

- для построения систем используется оборудование с высокими показателями электромагнитной совместимости, в специальных корпусах, которые подлежат обязательному заземлению;
- оборудование системы устанавливается внутри шкафов промышленного исполнения, конструктивные особенности которых обеспечивают высокий уровень помехозащищённости;
- установка шкафов, по возможности, производится как можно дальше от силовых электроустановок, силовых цепей, токопроводов;
- шина заземления шкафов подключается к контуру заземления здания;
- для организации связей RS-485 используется кабель экранированная “витая пара”, подключение к устройствам и заземление экрана которого осуществляется через специальные устройства защиты от импульсных перенапряжений (УЗИП);

Для защиты оборудования от помех в сети питания ~220В, в шкафу ИВКЭ предусмотрена установка ИБП со встроенными стабилизаторами, от которого организовано питание активного оборудования системы.

Защищенность счетчика от электромагнитных помех соответствует ГОСТ Р 52320-2005.

Для снижения уровня помех во вторичных цепях до предельно допустимых значений в соответствии с «Методическими указаниями по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех» (РД 34.20.116-93) проектом предусматриваются следующие требования к прокладке кабельных линий и заземлению их экранов:

- вторичные кабели с цепями измерения прокладываются по разным трассам;
- при прокладке их по одной трассе расстояние между ними предусматривается не менее: 0,40 м – для кабелей с цепями 220 В; 0,60 м – для кабелей с цепями 380 В; 1,20 м – для кабелей 6-10 кВ;
- в цепях линий связи предусматривается экранированный кабель.

Рабочее заземление осуществляется присоединением рабочих (схемных) точек заземления устройств к зажимам контура заземления. Заземление экрана информационного кабеля осуществляется в одной точке (условия по термической стойкости экрана кабеля).

По устойчивости к климатическим воздействиям шкаф учета электроэнергии относятся к группе 5 по ГОСТ 22261-94. По условиям климатического исполнения шкафы и счетчики э/э относятся к категории УХЛ 3.1 в соответствии с ГОСТ 15150-69. Кроме того, всё оборудование системы устанавливается внутри отапливаемых, вентилируемых помещений.

**5.4.4.3 Защита человека от поражения электрическим током**

По способу защиты человека от поражения электрическим током шкафы системы и счетчики э/э соответствуют классу II по ГОСТ 8865-93, по безопасности эксплуатации удовлетворяют требованиям ГОСТ 22261-94, ГОСТ Р 51350-99.

**5.4.4.4 Решения по защите от несанкционированного доступа к комплексу технических и программных средств**

Защита информации системы учета электроэнергии ПС «МПС» от несанкционированного доступа обеспечивается комплексом технических, организационных и программно-алгоритмических мер.

Технические меры предусматривают:

- размещение оборудования системы внутри зданий (помещений), защищенных от доступа лиц, не имеющих допуска к работе с данным оборудованием;
- установка оборудования внутри шкафов (ячеек), оснащённых запирающими механизмами (замками) и имеющих возможность пломбирования фасадной и тыльной дверей;
- опломбирование или маркирование знаками визуального контроля местного Энергонадзора (энергосбыта), завода–изготовителя и Госповерителя:
- всех разъемных соединений электрических цепей и промежуточных клеммников в измерительных цепях ТТ и ТН;
- крышек и клеммников счётчиков э/э, УСПД, разветвителей RS-485 и коробок испытательных.
- организация информационных и измерительных цепей через закрывающиеся крышкой клеммники (применение скрытых клеммных соединений).

Организационные меры предусматривают выполнение работ по эксплуатации и обслуживанию ИИК персоналом различных категорий только в пределах своей компетенции, оговоренной должностными инструкциями, эксплуатационной и ремонтной документацией.

Программно-алгоритмические средства защиты (системы паролей) выполняют:

- обнаружение и регистрацию попыток нарушения разграничения доступа;
- идентификацию эксплуатационного персонала при обращении к ресурсам счетчика, УСПД и фактов попыток нарушения доступа;
- запрет на несанкционированное изменение конфигурации.

**5.4.4.5 Электропитание технических средств**

Для обеспечения гарантированного питания устройств проектируемой системы проектом предусматривается централизованная система питания: к шкафу ИВКЭ через вводные автоматы подводиться ~220В от источника переменного тока (ЩСН), которое подключается к источнику бесперебойного питания стоечного исполнения энергоёмкостью, достаточной для обеспечения работы подключенной к ИБП нагрузки на время не менее 6 часов при пропадании питания от ЩСН. Посредством блока розеток и блока распределительных автоматов от данного ИБП запитывается всё оборудование шкафа учета электроэнергии и счётчики, установленные в ячейках 6 кВ.

ИБП должен иметь высокие показатели надёжности, помехоустойчивости к колебаниям напряжения в сети и малое время перехода к работе от АКБ.

Питания ~220В для счётчиков э/э является резервным, основное питание происходит по измерительным цепям напряжения.

Кроме того, для устройств с питанием 24 В постоянного тока, к которым относятся УСПД в шкафу дополнительно устанавливаются блоки питания 220 VAC/24 VDC (VAC), подключаемые к ИБП.

**5.4.5 Описание массива информации**

Проектируемая система включает в себя счетчики и устройство сбора и передачи данных. Каждое из этих устройств хранит в себе информацию, которая по каналам передачи данных поступает в центр сбора коммерческой информации на уровень ИВК.

В общем случае массив информации проектируемой системы включает в себя три типа информационных пакетов.

Коммерческая (расчетная) информация, используемая в финансовых расчетах за потребленную энергию.

Данные коммерческой информации составляют:

- получасовые приращения активной и реактивной электроэнергии и усредненные на получасовых интервалах значения активной и реактивной мощности по точкам учета;
- месячные приращения активной и реактивной электроэнергии по точкам учета;
- состояние схемы измерений на конец каждого получасового интервала измерения (данные передаются только при изменениях в схеме измерений, в противном случае дается подтверждение о неизменности состояния схемы измерений в каждом получасовом интервале).

Данные для работы с конкретным оборудованием с заданными условиями учета:

- параметры каналов учета (наименование, коэффициенты первичных приборов учета, наименование измеряемых величин и т.д.);
- состав групп учета;
- границы и тарифы зон суток;
- пароли и пользователи.

Служебная информация о текущем состоянии средств учета (журналы регистрации событий электросчетчиков и ИВКЭ, включая диагностические сообщения системы, сообщения системы о несанкционированных действиях пользователей, перезапусках системы, внесении изменений с привязкой к системному времени и пользователю).

На всех уровнях системы ПС ввод, сбор, обработка, хранение и передача информации от одного компонента системы к другому происходит в автоматическом режиме.

Вся информация хранится в базах данных электросчетчиков и ИВКЭ. В электросчетчиках базы данных являются программно-аппаратной частью этих приборов.

Счётчик электрической энергии и мощности служит для сбора и хранения следующих данных:

конфигурацию;

- постоянные (константы);
- активную электроэнергию (kWh);
- реактивную электроэнергию (kvarh);
- суммарную реактивную энергию по квадрантам (kvarh);
- количество сбросов максимального значения мощности;
- количество перерывов питания;
- количество связей со счетчиком, приводивших к изменению каких-либо данных (конфигурации);
- данные графика нагрузки.

Все вышеописанные данные, кроме конфигурации и постоянных, имеют метки времени, которые представлены в своем внутреннем формате.

В журнале событий ведется регистрация даты и времени следующих событий:

- отключение и включение питания;
- корректировка времени;
- ручной сброс мощности;
- включение и выключение режима тестирования.

Число разрешенных флагов событий в совокупности может меняться от 5 до 255 (0-запрет использования).

**5.4.6 Метрологическое обеспечение**

**Сведения об основных метрологических характеристиках системы**

Проектируемая система состоит из ИИК и ИВКЭ. Метрологические характеристики измерительных каналов системы определяются классом точности ТТ, ТН, счетчиков и сопротивлением кабельных линий от ТТ и ТН до счетчика. Технические средства, обеспечивающие передачу измерительной информации от ИИК на ИВКЭ, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

По проекту предусмотрена установка многофункциональных двунаправленных микропроцессорных счетчиков класса точности 0,5S/1,0 (по акт./реак. электроэнергии) внесённые в Госреестр и аттесто-

ванные как средство измерения, которые могут использоваться как для коммерческого, так и технического учета.

Класс точности счетчиков электрической электроэнергии для различных объектов учета приняты согласно п. 19.2.5 (НТП ПС):

- для присоединений с уровнем напряжений 6-10 кВ и ниже - не хуже 0,5S.

Класс точности учета реактивной электроэнергии может выбираться на одну ступень ниже соответствующего класса точности учета активной электроэнергии.

Применяемые трансформаторы напряжения соответствуют ГОСТ 1983-2001 и имеют класс точности 0,5.

Согласно п. 19.3 (НТП ПС) для подключения измерительных цепей коммерческого учета проектом предусмотрены отдельные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения соответствующих классов точности.

Класс точности вторичной обмотки «звезда» для цепей учета измерительных трансформаторов напряжения (ТН) принят:

- для присоединений 6 кВ - 0,5.

Применяемые трансформаторы тока соответствуют ГОСТ 7746-2001 и имеют класс точности 0,5S.

Класс точности вторичной обмотки для цепей учета измерительных трансформаторов тока (ТТ) принят:

- для всех присоединений - 0,5S.

В качестве устройства сбора и передачи данных (УСПД) принято устройство внесённое в Госреестр и аттестованное как средство измерения.

Для получения достоверной информации по электроэнергии осуществляется синхронизация системного времени с единым календарным временем с помощью УССВ, с точность не менее 1 мкс.

**Рабочие условия эксплуатации средств измерения**

Счетчики электрической энергии и технические средства ИВКЭ размещены в отапливаемых помещениях, оборудованных вентиляцией, с нормальными параметрами окружающей среды:

- температура воздуха – (мин 0….макс + 35)$^0$С;
- относительная влажность (10 – 90)% при температуре 20$^0$С и отсутствии выпадения росы при более низких температурах.
- частота сети: 50 Гц ± 5%;
- cos φ = 0,85;
- коэффициент несинусоидальности не более 8 % для счетчиков;
- напряжение - отклонение от номинального в пределах ± 10 %;
- прямая последовательность фаз;
- токовая нагрузка - симметричная;
- минимальный ток составляет 40% номинального;
- самонагрев счетчиков - учитывается.

**Условия оценки погрешности измерений**

Для обеспечения требуемых метрологических характеристик системы, на стадии РД производятся следующие расчеты:

Для трансформаторов тока:

- фактическая и допустимая мощности подключенной нагрузки;
- длина, сечение и материал проводников в измерительной цепи.

Для трансформаторов напряжения:

- фактическая и допустимая мощности подключенной нагрузки;
- потери напряжения в измерительной цепи между ТН и счетчиком электроэнергии;
- длина, сечение и материал проводников в измерительной цепи.

При этом вторичные цепи всех измерительных трансформаторов тока и напряжения не должны быть перегружены, а величина потерь напряжения в измерительной линии не должна превышать допустимого по ПУЭ значения 0,25%.

**Требования к метрологическим характеристикам каждого ИИК ТУ в условиях эксплуатации**

При выполнении измерений параметры контролируемых присоединений (ток, напряжение, коэффициент мощности) и условия применения средств измерений должны находиться в допускаемых границах, указанных в таблице 4 и нормативных документах на данные средства измерения.

Таблица 4

| Наименования параметров контролируемых присоединений и влияющих величин | Допускаемые границы параметров контролируемых присоединений и рабочих условий применения СИ для состава измерительного канала счетчик электронный, ТТ и ТН |
|---|---|
| Ток, % от $I_{ном}$ | $I_{мин}$ - 120 |
| Напряжение, % от $U_{ном}$ | 85-110 |
| Коэффициент мощности (cosφ) | 0,5 инд. - 1,0 - 0,5 емк. |
| Частота, % от $f_{ном}$ | 99-101 |
| Температура окружающего воздуха, °С | По паспортам СИ |
| Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл | Не более 0,5 |
| Угол отклонения от вертикали, град. | - |
| Вторичная нагрузка ТТ, % от номинальной (при $cos\varphi_2$) | 25-100 (0,8инд.) |
| Вторичная нагрузка ТН, % от номинальной (при $cos\varphi_2$) | 25-100 (0,8инд.) |

**Требования к погрешности измерений**

Измерения электроэнергии и мощности осуществляются с погрешностью, вносимой счетчиками, УСПД, измерительными трансформаторами тока и напряжения, а также линиями присоединения счетчиков к ТН.

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.115-98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее — ИК) в предусмотренных рабочих условиях и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИИК ТУ в соответствии с Приложением 11.1 РД 153-34.0-11.209-99:

- для значений cosφ в интервале 0,8…1,0:
- для области малых нагрузок (2-20 % включительно) не хуже ±2,9 %;
- для диапазона нагрузок 20 – 120 % не хуже 1,7 %.
- для значений cosφ в интервале 0,5…0,8:
- для области малых нагрузок (2-20 % включительно) не хуже ±5,5 %;
- для диапазона нагрузок 20 – 120 % не хуже 3,0 %.

При использовании трансформаторов тока класса точности 0,5 в соответствии с ГОСТ 7746-2001 вместо 2% берется 5%.

### 5.4.7. Расчетная проверка трансформаторов тока 6 кВ

Расчет допустимой нагрузки на трансформаторы тока ТОЛ-10

Таблица 5. Технические данные ТТ, установленных в ячейках КРУ-6 кВ

| № | Наименование параметра | Обозначение параметра | Тип (величина) |
|---|---|---|---|
| 1 | Используемый коэффициент трансформации | $k_{TT}$ | 100/5, 150/5, 200/5, 300/5, 400/5, 600/5, 1000/5 |
| 2 | Количество обмоток | - | 3, 4 |
| 3 | Классы точности обмоток | - | 0,5S/0,5/10P<br>0,5S/0,5/10P/10P |
| 4 | Количество фаз | - | 1 |
| 5 | Номинальная мощность одной обмотки (0,5S) | $S_{ном}$ | 5 ВА |

Рассчитаем фактическое сопротивление нагрузки, подключаемой к обмотке.

Таблица 6

| № | Элементы | Характеристика |
|---|---|---|
| Обмотка *TAa* | | |
| 1 | Провод | ПВ3 1х2,5 мм$^2$, 6 м |
| 2 | Меркурий 234 ARTM | 0,3 ВА |

| Обмотка $TAb$ | | |
|---|---|---|
| 1 | Провод | ПВ3 1х2,5 мм$^2$, 6 м |
| 2 | Меркурий 234 ARTM | 0,3 ВА |
| Обмотка $TAc$ | | |
| 1 | Провод | ПВ3 1х2,5 мм$^2$, 6 м |
| 2 | Меркурий 234 ARTM | 0,3 ВА |

Сопротивление кабелей, подключенных к обмотке трансформатора тока $TAa$ :

$$R_{каб} = \rho_{Cu} \cdot \frac{l_{каб}}{S_{каб}} = 0,0167 \cdot \frac{6}{2,5} = 0,04008 \text{ Ом.}$$

Сопротивление приборов, подключенных к обмотке трансформатора тока $TAa$ :

$$R_{приб} = \frac{S_{ном}}{I_{ном}^2} = \frac{0,3}{5^2} = 0,012 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление контактов, подключенных к обмотке трансформатора тока $TAa$ :

$$R_{конт} = n \cdot R_к = 10 \cdot 0,0001 = 0,001 \text{ Ом.}$$

Величина общего сопротивления, подключенного к обмотке трансформатора тока $TAa$ :

$$R_{РАСЧ} = R_{каб} + R_{приб} + R_{конт} = 0,04008 + 0,012 + 0,001 = 0,05308 \text{ Ом.}$$

Переведем в мощность вторичных обмоток:

$$S_{расч} = R_{расч} \cdot I_{2ном}^2 = 0,05308 \cdot 5^2 = 1,327 < S_{ном} = 5\ (BA)$$

**5.4.8. Расчетная проверка трансформатора напряжения 6 кВ и их вторичных цепей**

Общие данные трансформатора напряжения НАЛИ-6 У2

Таблица 7

| № п/п | **Варианты использования** | |
|---|---|---|
| 1 | Номинальное напряжение | 6 кВ |
| 2 | Трансформатор напряжения | Трехфазный |
| 3 | Напряжение обмоток, кВ: | |
| | -первичной | $6/\sqrt{3}$ |
| | -вторичной основной №1 | $0,1/\sqrt{3}$ |
| | -вторичной основной №2 | $0,1/\sqrt{3}$ |
| | -вторичной дополнительной | 0,1 |
| 4 | Параметры вторичных обмоток | |
| | *Основной обмотки №2 (учета электроэнергии)* | |
| | - Класс точности | 0,5 |
| | - Мощность трехфазная, ВА | 75 |

Расчет основной обмотки схемы звезда

Проверка трансформатора напряжения по нагрузке.

Для расчета максимальной нагрузки вторичных обмоток трансформатора напряжения (ТН) определим суммарные нагрузки, включенные на междуфазные напряжения (Sab, Sbc, Sca) и на фазные напряжения (Sa, Sв, Sc).

К основной обмотке ТН подключены следующие элементы.

Элементы и характеристика

Таблица 8

| № секции | Элементы | Кол-во | Мощность, ВА | Сум-я мощность, ВА |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| **Sa** | | | | |
| 1 | Счетчик электроэнергии Меркурий 234 ARTM | 5 | 2 | 10 |
| 2 | Счетчик электроэнергии Меркурий 234 ARTM | 6 | 2 | 12 |
| **Sв** | | | | |
| 1 | Счетчик электроэнергии Меркурий 234 ARTM | 5 | 2 | 10 |
| 2 | Счетчик электроэнергии Меркурий 234 ARTM | 6 | 2 | 12 |
| **Sc** | | | | |
| 1 | Счетчик электроэнергии Меркурий 234 ARTM | 5 | 2 | 10 |
| 2 | Счетчик электроэнергии Меркурий 234 ARTM | 6 | 2 | 12 |

Суммарная нагрузка на основную обмотку ТН максимально нагруженной секции:

$S_A = 12 BA$;

$S_B = 12 BA$;

$S_C = 12\ BA$.

С учетом резервирования (при выводе в ремонт одного из ТН), нагрузка увеличится до $S_A = 22\ BA$.

При питании вторичной нагрузки от трехфазного ТН с его мощностью в требуемом классе точности сопоставляется утроенная мощность нагрузки наиболее загруженной фазы.

$3 \times S_A = 3 \times 22 = 66\ BA$;

$3 \times S_A \le S_{TH}$

**Выбор сечения жил кабелей во вторичных цепях ТН.**

Расчеты для определения допустимого падения напряжения в кабеле и его сечения в пределах КРУ 6 кВ производятся через общий клеммник ячеек КРУ 6 кВ.

Определяем ток нагрузки ТН:

$$I_{\max TH} = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{нф}}{U_{TH}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 22}{100} = 0,38A,$$

где $U_{TH}$ – номинальное линейное напряжение вторичной обмотки ТН.

**Определяем расчетное сечение жил кабеля**

Максимально допустимое сопротивление жил кабеля:

$$r_{\max.доп} = \frac{\Delta U_{доп}}{\sqrt{3} \cdot I_{\max TH}} = \frac{0,25}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 0,38Ом,$$

где $\Delta U_{доп}$ - допустимое падение напряжения (для счетчиков равно 0,25В).

Расчетное сечение жил кабеля:

$$S_{рас} = \rho_{Cu} \cdot \frac{l_{каб}}{r_{\max.доп}} = 0,0167 \cdot \frac{15}{0,38} = 0,66мм^2,$$

где $\rho_{Cu} = 0,0167 \frac{Ом \cdot мм^2}{м}$ - удельное сопротивление меди при $20\ ^0C$;

$l_{каб}$ - длина кабеля по КРУ 6 кВ ($15м$).

Исходя из $S_{рас}$ и условий механической прочности принимаем кабель сечением 2,5 $мм^2$.

Определяем падение напряжения на этом участке:

$$r_{каб} = \rho_{Cu} \cdot \frac{l_{каб}}{S_{каб}} = 0,0167 \cdot \frac{15}{2,5} = 0,1\,Ом,$$

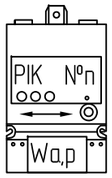
где $S_{каб}$ - принятое сечение кабеля (одной жилы), $мм^2$;

$r_{каб}$ - сопротивление кабеля.

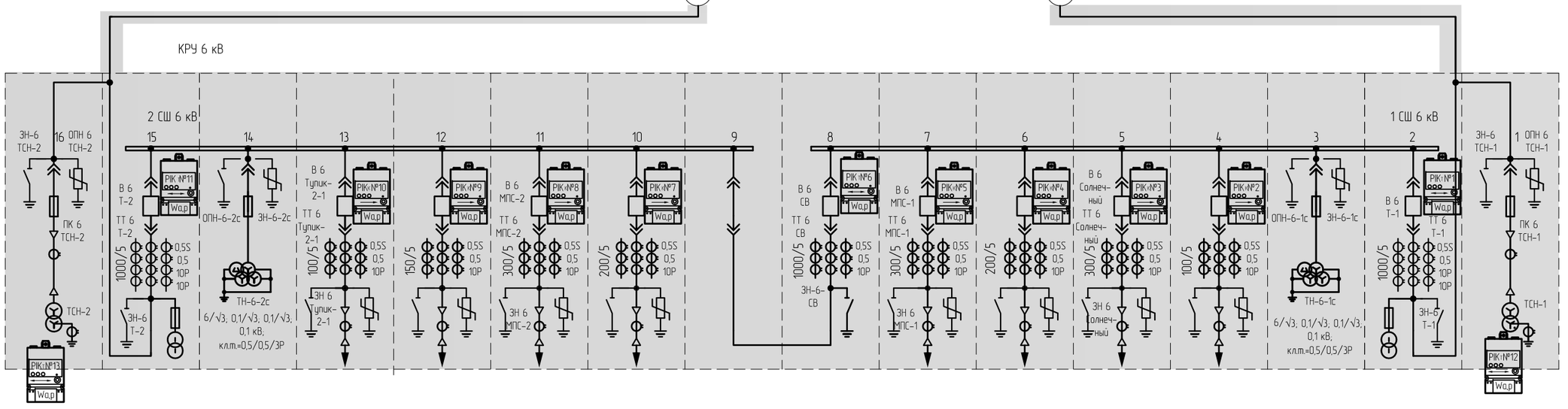
$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{\max TH} \cdot r_{каб} = \sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,1 = 0,065B,$$

где $\Delta U$ - падение напряжения на участке.

Падение напряжения удовлетворяет требованию по допустимому падению напряжения для цепей учет равному 0,25 В и имеет значительный запас.




– микропроцессорный счётчик э/э Кл. т. –0,5S/1.0;
– №п – порядковый номер счётчика э/э;
– измерения в двух или одном направлении;
– измеряемые величины (Wa [Wp] активная [реактивная] энергия);




| Диспетчерское наименование К/Л / ячейки | ТСН–2 | Ввод Т–2 | ТН2 | Тупик–2–1 (КВ/Л) | Резерв (КВ/Л) | МПС–2 (КВ/Л) | Резерв (КВ/Л) | СР | СВ | МПС–1 (КВ/Л) | Резерв (КВ/Л) | Солнечный (КВ/Л) | Резерв (КВ/Л) | ТН1 | Ввод Т–1 | ТСН–1 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Номер ячейки | 16 | 15 | 14 | 13 | 12 | 11 | 10 | 9 | 8 | 7 | 6 | 5 | 4 | 3 | 2 | 1 |

Примечания:
1. Существующее оборудование и ошиновка выделены тонкой линией.
2. Проектируемое оборудование выделены сплошной толстой линией, и затонировано.

| Изм. | Колуч. | Лист | №док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | | Зам. | 05–17 | | 08.17 |
| Разраб. | | Ларионов | | | 07.17 |
| Н.контр. | | Лоншаков | | | 07.17 |
| ГИП | | Лоншаков | | | 07.17 |

794–17–3–ИОС1.4.ГЧ

Реконструкция ПС 35/6 кВ "МПС" (замена КРУН 6 кВ)

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно–технического обеспечения, перечень инженерно–технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 4. Учет электроэнергии

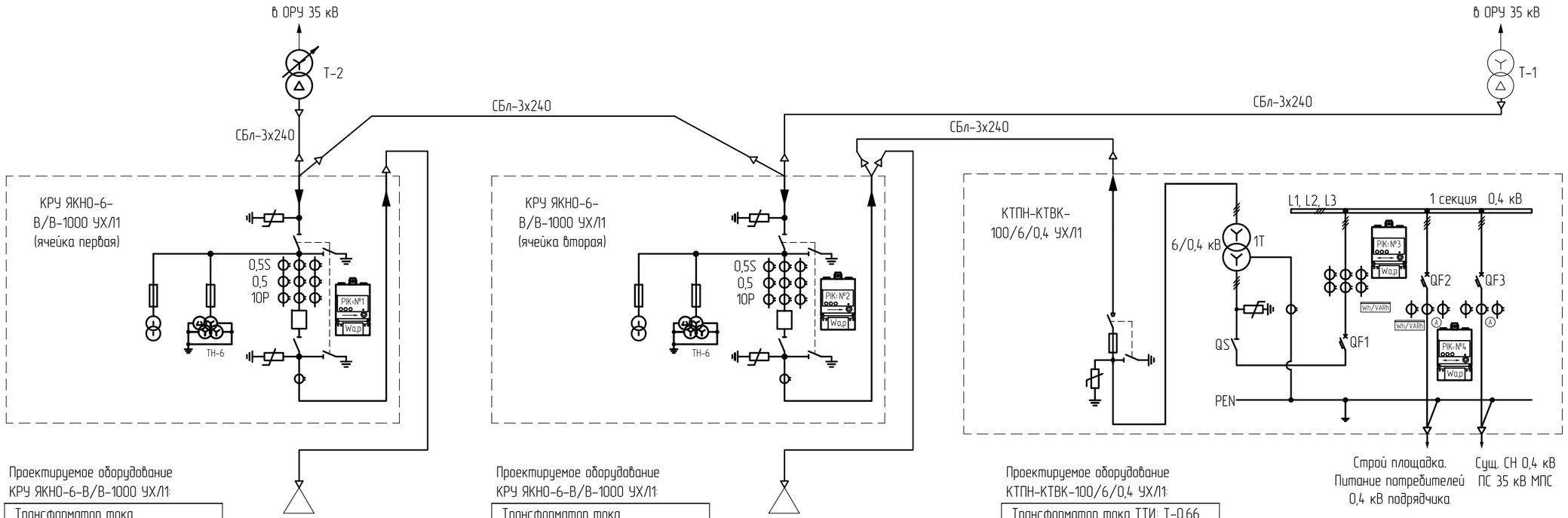
| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 1 | 2 |

Схема объемов учета электроэнергии

АСК БАРС

Взам инв N | Подп. и дата | Инв N подл

Формат А3




Проектируемое оборудование КРУ ЯКНО-6-В/В-1000 УХЛ1:

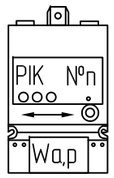
| |
|---|
| Трансформатор тока, Кл.т.=0,5S/0,5/10P, Кт.т.=100/5 А |
| Трансформатор напряжения кл.т.=0,5/0,5/3P; 6/√3, 0,1/√3, 0,1/√3, 0,1 кВ |

Проектируемое оборудование КРУ ЯКНО-6-В/В-1000 УХЛ1:

| |
|---|
| Трансформатор тока, Кл.т.=0,5S/0,5/10P, Кт.т.=300/5 А |
| Трансформатор напряжения кл.т.=0,5/0,5/3P; 6/√3, 0,1/√3, 0,1/√3, 0,1 кВ |

Проектируемое оборудование КТПН-КТВК-100/6/0,4 УХЛ1:

| |
|---|
| Трансформатор тока ТТИ: Т-0,66 |




- микропроцессорный счётчик э/э Кл. т. –0,5S/1.0;
- №п – порядковый номер счётчика э/э;
- измерения в двух или одном направлении;
- измеряемые величины (Wa [Wp] активная [реактивная] энергия);

Взам. инв. №

Подп. и дата

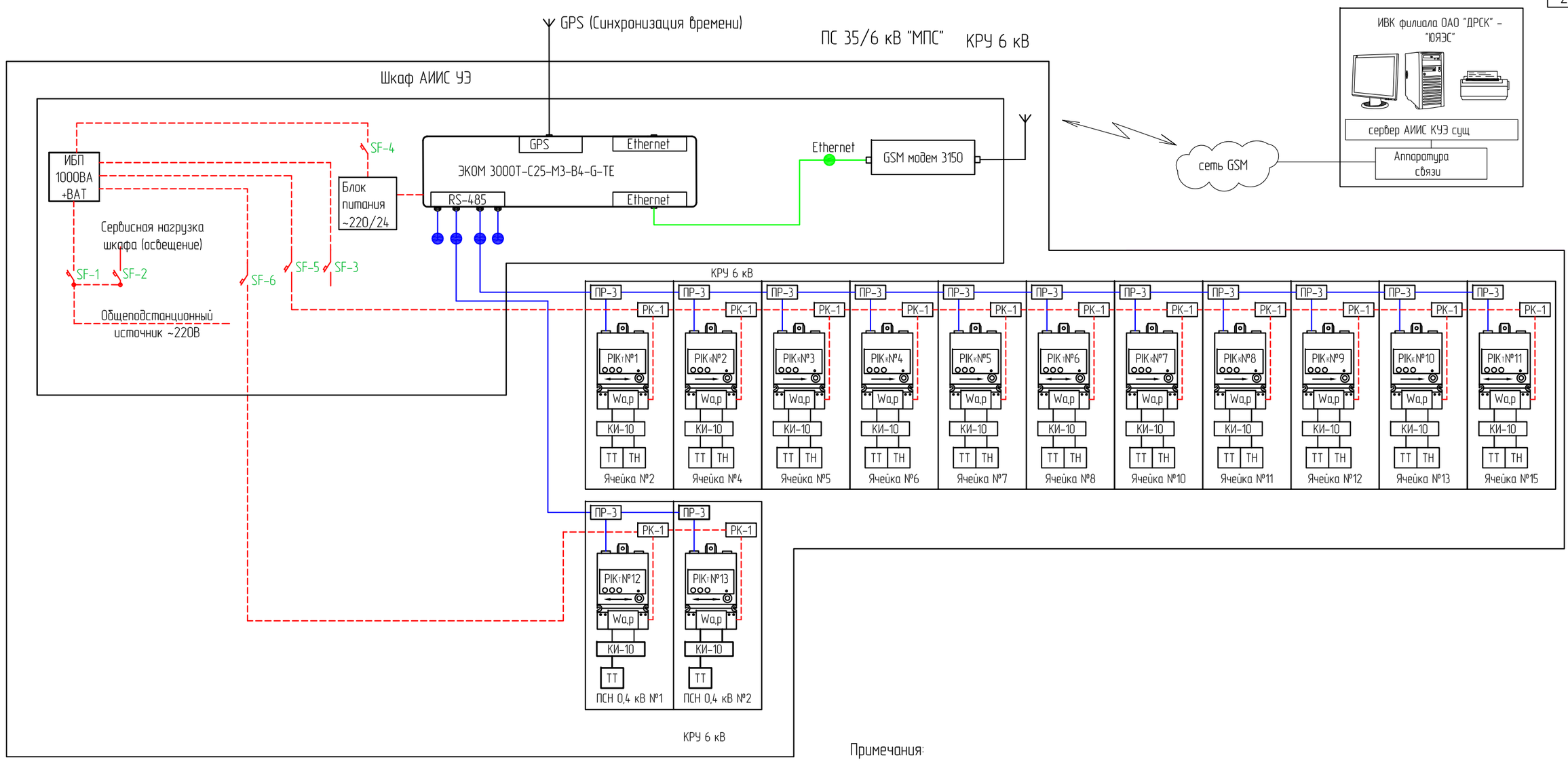
Инв. № подл.

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 794-17-3-ИОС1.4.ГЧ |
| | | | | | | Реконструкция ПС 35/6 кВ "МПС" (замена КРУН 6 кВ) |
| 1 | | Нов. | 05-17 | | 08.17 | |
| Изм. | Колуч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | |
| Разраб. | | Ларионов | | | 07.17 | Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 4. Учет электроэнергии |
| Н.контр. | | Лоншаков | | | 07.17 | Схема объемов учета электроэнергии (Временная схема электроснабжения) |
| ГИП | | Лоншаков | | | 07.17 | |

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 1.1 | - |

АСК БАРС

Формат А3




Условные обозначения ИИК:

- ПР-3 – коробка разветвительная для RS-485;
- РК-1 – коробка разветвительная 220VAC;
- – микропроцессорный счётчик э/э Кл. т. –0,5S/1.0;
- РІК Т №п – №п – порядковый номер счётчика э/э;
- – измерения в двух или одном направлении;
- Wa,p – измеряемые величины (Wa [Wp] активная [реактивная] энергия);
- КИ-10 – испытательная коробка для цепей тока и напряжения;
- ТТ ТН – измерительные трансформаторы тока и напряжения;

Условные обозначения линий связи:

- – "Витая пара" (Ethernet);
- – "Витая пара" (RS-485, RS-232);
- – Питание ~220 В;
- – УЗИП для Ethernet или RS-485.

Примечания:

1. В качестве приборов учета предусматриваются счетчики Меркурий 234 класса точности 0,5S для активной энергии и 1,0 для реактивной, номинальным током 5А, с интерфейсом RS-485 производства ООО "Инкотекс";
   - для организации учёта на присоединениях 6 кВ – Меркурий 234 ARTM-00 PB.R
   - для организации учёта на присоединениях ВВ, СВ 6 кВ – Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R
   - для организации учёта на присоединениях 0,4 кВ – Меркурий 234 ARTM2-03 PB.R
2. Тонкими линиями показано существующее оборудование, утолщенными – новое.

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 794-17-3-ИОС1.4.ГЧ |
| | | | | | | Реконструкция ПС 35/6 кВ "МПС" (замена КРУН 6 кВ) |
| 1 | | Зам. | 05-17 | | 08.17 | |
| Изм. | Колуч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | |
| Разраб. | | Ларионов | | | 07.17 | Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 4. Учет электроэнергии |
| Н.контр. | | Лоншаков | | | 07.17 | Структурная схема АИИС УЭ |
| ГИП | | Лоншаков | | | 07.17 | |

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 2 | - |

АСК БАРС

Взам инв N | Подп. и дата | Инв N подл

Формат А3