



*Общество с ограниченной ответственностью
"ЭнергоСтройИнжиниринг"*

*ПС 220 кВ Кудьма.
Реконструкция собственных нужд с переводом
питания ТСН на АТ-1*

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

*Раздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о
сетях инженерно-технического обеспечения,
перечень инженерно-технических мероприятий,
содержание технологических решений"*

Подраздел 1 "Система электроснабжения"

Книга 3. АИИС КУЭ

П2200152-12.12-03-ИОС1.3

Том 4.13

2013

Общество с ограниченной ответственностью
"ЭнергоСтройИнжиниринг"

ПС 220 кВ Кудьма.
Реконструкция собственных нужд с переводом
питания ТСН на АТ-1

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о
сетях инженерно-технического обеспечения,
перечень инженерно-технических мероприятий,
содержание технологических решений"

Подраздел 1 "Система электроснабжения"

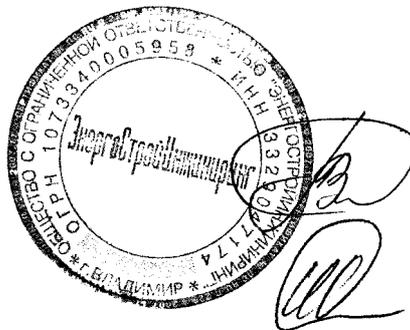
Книга 3. АИИС КУЭ

П2200152-12.12-03-ИОС1.3

Том 4.13

Заместитель директора

Главный инженер проекта



А.В. Белов

И.В. Печников

| Изм. | № док | Подп. | Дата |
|------|-------|---|-------|
| 2 | - |  | 06.13 |
| | | | |
| | | | |

2013

| | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Инв. № докл. | Подп. и дата |
| | | | | |

Состав проектной документации

| № тома | Обозначение | Наименование | Примечание |
|--------|--------------------------|---|------------|
| 1 | П2200152-12.12-03-ПЗ | Раздел 1 "Пояснительная записка" | |
| 1.2 | П2200152-12.12-03-ИЗ1 | Часть 1. Отчет по инженерно-геодезическим изысканиям | |
| 1.3 | П2200152-12.12-03-ИЗ2 | Часть 2. Отчет по инженерно-геологическим изысканиям | |
| 2 | П2200152-12.12-03-ПЗУ | Раздел 2. Схема планировочной организации земельного участка | |
| 3 | П2200152-12.12-03-КР | Раздел 4 "Конструктивные и объемно-планировочные решения" | |
| 4 | П2200152-12.12-03-ИОС | Раздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений" | |
| 4.1 | П2200152-12.12-03-ИОС1 | Подраздел 1. Система электроснабжения | |
| 4.1.1 | П2200152-12.12-03-ИОС1.1 | Книга 1. Силовое электрооборудование | |
| 4.1.2 | П2200152-12.12-03-ИОС1.2 | Книга 2. Релейная защита и автоматика, АСУ ТП | |
| 4.1.3 | П2200152-12.12-03-ИОС1.3 | Книга 3. АИИС КУЭ | |
| 4.2 | П2200152-12.12-03-ИОС7 | Подраздел 7. Технологические решения | |
| 5 | П2200152-12.12-03-ПОС | Раздел 6 Проект организации строительства | |
| 6 | П2200152-12.12-03-ООС | Раздел 8 "Перечень мероприятий по охране окружающей среды" | |
| 7 | П2200152-12.12-03-ПБ | Раздел 9 "Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности" | |
| 8 | П2200152-12.12-03-ОДИ | Раздел 10 "Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов" | |
| 9 | П2200152-12.12-03-ЭЭ | Раздел 10(1) "Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов" | |
| 10 | П2200152-12.12-03-БЭ | Раздел 10(2) "Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства" | |
| 11 | П2200152-12.12-03-СМ | Раздел 11 "Смета на строительство объектов капитального строительства" | |

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

П2200152-12.12-03-СП

| Изм. | Кол.ч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|------------|--------|---------------|--------|-------|-------|
| Н.контрль | | Каржина М. А. | | | 05.13 |
| Проверил | | Чикалев И. М. | | | 05.13 |
| Разработал | | Зарин В.О. | | | 05.13 |
| Утвердил | | Печников И.В. | | | 05.13 |

Состав проектной документации

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


ЭнергоСтройИнжиниринг

Справка главного инженера

Проектная документация разработана в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, градостроительным регламентом, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий.

Главный инженер проекта



И.В. Печников

| | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------|-------|------|----------------------|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист |
| | | | | | | | |
| Изм. | Кол.чч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | П2200152-12.12-03-СП | |
| | | | | | | | |

Содержание

| | Лист |
|------|------|
| 1 | 6 |
| 2 | 6 |
| 3 | 7 |
| 4 | 9 |
| 4.1 | 9 |
| 4.2 | 9 |
| 5 | 11 |
| 6 | 13 |
| 6.1 | 14 |
| 6.2 | 15 |
| 6.3 | 17 |
| 6.4 | 18 |
| 6.5 | 19 |
| 6.6 | 20 |
| 7 | 21 |
| 8 | 22 |
| 9 | 25 |
| 10 | 26 |
| 11 | 27 |
| 12 | 28 |
| 12.1 | 28 |
| 12.2 | 29 |
| 12.3 | 30 |
| 13 | 31 |

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

П2200152-12.12-03-ИИС13

| Изм. | Кол.ч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|-------------|--------|---------------|--------|----------------|-------|
| Н. контроль | | Каржина М. А. | | <i>Каржина</i> | 05.13 |
| Проверил | | Чикалев И. М. | | <i>Чикалев</i> | 05.13 |
| Разработал | | Зарин В.О. | | <i>Зарин</i> | 05.13 |
| | | | | | |

АИИС КУЭ

| Стадия | Лист | Листов |
|--------|------|--------|
| П | 1.1 | 3 |


ЭнергоСтройИнжиниринг

1 Основание для проектирования

Проектная документация по титулу "ПС 220 кВ Кудьма. Реконструкция собственных нужд с переводом питания ТСН на АТ-1" разработана на основании:

- договора на проектирование;
- технического задания;
- материалов обследования, выполненного ООО "ЭСИ" в 2012г.;
- основных технических решений, согласованных с заказчиком;
- действующих нормативных документов по проектированию.

2 Исходные данные для проектирования

Для выполнения проектных работ использовались следующие исходные данные, предоставленные заказчиком и полученные в ходе изыскательских работ:

- электрическая схема первичных соединений;
- электрическая схема ЩПТ;
- электрическая схема СН-0,4 кВ;
- проектная документация по титулу "Реконструкция ПС 500 кВ Нижегородская и ПС 220 кВ Кудьма с учетом строительства ПП 220 кВ Русвинил и ЛЭП 220 кВ ПС Нижегородская ПС Кудьма с заходами на ПП 220 кВ Русвинил", выполненная ООО "Компания Энергон";
- проектная документация по титулу "Реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Кудьма с установкой и вводом в работу АТ2", выполненная ООО "Стройтрансгаз-Энерго";
- материалы обследования, выполненного ООО "ЭСИ" в 2012г.

| | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------------------|-------|------|--|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист |
| | | | П2200152-12.12-03-ИОС1.3 | | | | |
| Изм. | Кол.ч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | | |

3 Краткая характеристика ПС 220 кВ Кудьма

Подстанция 220 кВ Кудьма расположена в з. Кстово Нижегородской области. Инфраструктура района развита хорошо. В районе размещения подстанции имеется сеть автодорог с твердым покрытием.

В состав оборудования, установленного на ПС 220 кВ Кудьма, входят:

- РУ 220кВ, выполненное по схеме "Две рабочие системы шин";
- РУ 110кВ, выполненное по схеме "Две рабочие и обходная система шин";
- РУ 35кВ, выполненное по схеме "Одна секционированная выключателем система шин";
- РУ 6кВ, выполненное по схеме "Две секционированные выключателями системы шин";
- два автотрансформатора 125000/220/110/6;
- два трансформатора 63000/110/35/6.

К системам шин РУ-220кВ подключены:

- автотрансформатор АТ-1;
- ВЛ-220 кВ "Нагорная-Кудьма";
- ВЛ-220 кВ "Кудьма-Зелецино";
- ВЛ-220 кВ "Бабьильская-Кудьма".

К системам шин ОРУ-110 кВ подключены следующие присоединения:

- автотрансформатор АТ-1;
- трансформаторы "Т-1", "Т-2";
- ВЛ-110 кВ "Кудьма-Пропилен";
- ВЛ-110 кВ "ТЭЦ-Кудьма";
- ВЛ-110 кВ "Кудьма-Ройка";
- ВЛ-110 кВ "Кудьма-Мешиха";
- ВЛ-110 кВ "Кудьма-Рудин №1";
- ВЛ-110 кВ "Кудьма-Рудин №2";
- обходной выключатель ОВ-110 кВ;
- шиносоединительный выключатель ШСВ-110 кВ;

Проектной документацией по титулу "Реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Кудьма с установкой и вводом в работу АТ2" предусматривается подключение к шинам 110, 220 кВ ПС автотрансформатора АТ-2.

В рамках технологического присоединения ООО "Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез" предусматривается подключение к шинам 110 кВ ПС ВЛ-110 кВ "Кудьма-ГПП 4 Лукойл".

Проектной документацией по титулу "Схема выдачи мощности при реконструкции Новогарьковской ТЭЦ с применением ПГУ в связи с установкой ГТУ и строительством РУ-220 кВ" предусматривается подключение к шинам 110 кВ ПС двух КВЛ-110 кВ "НзТЭЦ-Кудьма 2, 3".

| | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------------------|-------|------|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | П2200152-12.12-03-ИОС1.3 | | | | | | |
| Изм. | Кол.ч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | |

К секциям шин ОРУ-35 кВ подключены следующие присоединения:

- трансформаторы Т-1, Т-2;
- КЛ-35 кВ Кудьма-ЦРП-1,2;
- КЛ-35 кВ Кудьма-ЦРП-3;
- КЛ-35 кВ Кудьма-ЦРП-4;
- КЛ-35 кВ Кудьма-ЦРП-5;
- КЛ-35 кВ Кудьма-ЦРП-6;
- секционный выключатель СМВ-35.

К секциям шин существующего РУ-6кВ подключены:

- трансформаторы Т-1, Т-2;
- трансформаторы ТСН-1, ТСН-2;
- секционные выключатели "СМВ-6 2-4СШ", СМВ-6 1-3СШ".

Проектной документацией по титулу "Реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Кудьма с установкой и вводом в работу АТ2" предусматривается строительство здания КРУ-6кВ-БМЗ, установка в нем и подключение к выводам автотрансформатора АТ-2 2СШ-6кВ КРУ, к которому в свою очередь подключается трансформатор ТСН-2Н.

Тип оперативного тока подстанции - постоянный.

Подстанция обслуживаемая. Организовано постоянное круглосуточное дежурство и работа оперативного персонала.

| | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------|-------|------|--------------------------|--|--|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | |
| Изм. | Кол.чч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | П2200152-12.12-03-ИОС1.3 | | | |

присоединений размещаются в релейных отсеках ячеек КРУ-6кВ. Информационные цепи проектируемых счетчиков присоединяются в существующую систему АИИС КУЭ через разветвительную коробку счетчика РИК26 (ТСН-2Н 6 кВ), устанавливаемого по титулу "Реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Кудьма с установкой и вводом в работу АТ2". Резервное питание счетчиков осуществляется от сети ~220 В, 50 Гц с АВР через автоматические выключатели.

- Предусматривается прокладка контрольного кабеля от вновь устанавливаемых ТТ и ТН 6 кВ до счетчиков присоединений АТ-1 сторона 6кВ и ТСН-1Н сторона 6кВ. Подключение кабелей производится к испытательным клеммникам.

- Для организации учета 0,4кВ ТСН-1Н используется существующий электросчетчик с классом точности 0,5S, разветвитель интерфейса RS-485 и испытательная коробка в панели №18 (ввод СН-0,4кВ) в помещении ОПЧ. Информационные цепи и цепи резервного питания счетчика остаются существующими.

- Предусматривается прокладка контрольного кабеля от вновь устанавливаемых ТТ 0,4 кВ до счетчика присоединения ТСН-1Н сторона 0,4 кВ. Подключение кабелей производится к испытательным клеммникам.

Перечень вновь выполняемых и реконструируемых ИИК АИИС КУЭ ПС 220 кВ Кудьма с указанием классов точности и мест установки оборудования приведен в таблице 4.2.

Таблица 4.2.

| № ИИК | Наименование точки измерения (диспетчерское наименование) | Счетчик | ТТ | ТН | Тип учета |
|-------------------------|---|---|--|--|-----------|
| | | Класс точности акт./реакт. энергии, вид учитываемой энергии место установки | Класс точности, коэффициент трансформации, место установки | Класс точности, коэффициент трансформации, место установки | |
| 20 | ТСН-1Н 0,4кВ | 0,5S/1,0 A ↓ ↑ / R ↓ ↑ ОПЧ. Панель №18 | 0,5S 1000/5 ОПЧ. ЩСН. Панель ввода ТСН-1Н | - | КУ |
| 27 | Ввод АТ-1 6 кВ | 0,5S/1,0 A ↓ ↑ / R ↓ ↑ КРУ-6 кВ ф. 105 | 0,5S 1000/5 КРУ-6 кВ ф. 105 | 0,5 $6300/\sqrt{3} : 100/\sqrt{3}$ КРУ-6 кВ ф. 104 | ТУ |
| 28 | ТСН-1Н 6 кВ | 0,5S/1,0 A ↓ ↑ / R ↓ ↑ КРУ-6 кВ ф. 103 | 0,5S 150/5 КРУ-6 кВ ф. 103 | 0,5 $6300/\sqrt{3} : 100/\sqrt{3}$ КРУ-6 кВ ф. 104 | ТУ |
| ИИК | | | | | |
| 1 | - | Зам. | | | 06.13 |
| Изм. | Кол.ч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| П2200152-12.12-03-ИОС13 | | | | | Лист |
| | | | | | 16 |

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

5 Функции системы и ее компонентов

АИИС КУЭ ПС 220кВ Кудьма выполняет следующие функции:

- сбор информации о расходе активной и реактивной электроэнергии и мощности по цифровым интерфейсам от микропроцессорных счетчиков, устанавливаемых на контролируемых присоединениях;
- сбор, перевод в именованные величины и привязку к астрономическому времени (с учетом ФЗ №107 «Об исчислении времени») информации о расходе электроэнергии и мощности от счетчиков по цифровыми интерфейсами;
- группировку (в заданных сочетаниях) собираемой информации о расходе электроэнергии и мощности по измерительным каналам учета в группы учета;
- обработку, накопление, хранение и отображение собранной информации по электроэнергии и мощности, а также ввод, хранение и отображение параметров настройки и служебной информации;
- вычисление балансов электроэнергии по уровням напряжения и по подстанции в целом в заданные моменты (периоды) времени, сравнение их с допустимыми значениями и обеспечение контроля достоверности передаваемых/получаемых данных;
- защиту от несанкционированного доступа;
- опрос с 30-минутным интервалом всех счетчиков, подключенных к УСПД по цифровым интерфейсам;
- сбор данных о состоянии объекта;
- определение потерь электроэнергии при ее передаче от точки измерения до границы балансовой принадлежности, реализуется на уровне ИВК;
- обеспечение хранения результатов измерений, состояний объектов и средств измерений (не менее 35 суток). Безопасность хранения данных и программного обеспечения – в соответствии с ГОСТ Р 52069.0-2003;
- обеспечение взаимодействия и информационной совместимости АИИС КУЭ ПС с ЦСОД АИИС КУЭ ОАО «ФСК ЕЭС»;
- предоставление результатов измерения из УСПД на уровень ИВК АИИС КУЭ (ЦСОД), в АРМ подстанции по Web-интерфейсу;
- предоставление результатов измерения с уровня ИВК АИИС КУЭ МЭС Волги и Нижегородское ПМЭС заинтересованным субъектам ОРЭ и Системному оператору в формате XML на основании соглашений об информационном обмене информация.

Технические средства системы АИИС КУЭ ПС 220 кВ Кудьма размещаются в панелях помещения ОПЧ.

| |
|--------------|
| Взам. инв. № |
| Подп. и дата |
| Инв. № подл. |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|-------|------|--------------------------|-------------|
| Изм. | Кол.чч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | П2200152-12.12-03-ИОС1.3 | Лист 1.7 |
| | | | | | | | |

Взаимодействие АИИС ПС 220 кВ Кудьма с ЦСОД АИИС КУЭ ОАО «ФСК ЕЭС», МЭС Волги и Нижегородское ПМЭС может быть организовано как по инициативе АИИС (в автоматическом режиме), так и по запросам от ЦСОД АИИС КУЭ ОАО «ФСК ЕЭС», МЭС Волги и Нижегородское ПМЭС.

Результаты измерений, передаваемые от ПС 220 кВ Кудьма в АИИС КУЭ ЕНЭС отражают 30-минутные данные коммерческого учета и результаты измерений для каждого интервала измерения, соотношены с текущим временем.

Состав информации о состоянии средств измерений измерений, передаваемой от ПС 220 кВ Кудьма в АИИС КУЭ ЕНЭС:

- данные по состоянию технических и программных средств коммерческого учета (журналы событий, статусы работоспособности измерительных каналов);
- данные по составу и характеристикам технических и программных средств коммерческого учета (счетчики, контроллеры, каналы связи, ПО опроса и т.д.);
- схема измерений для каждого интервала измерения, на основании данных о состоянии средств измерений.

Данные, передаваемые на верхние уровни должны обладать качественными характеристиками: достоверность – не ниже класса I1, время запаздывания передачи – не более 2 с и погрешность – не более 0,5 %.

| | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|-------------------------|-------|------|--|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист |
| | | | П2200152-12.12-03-ИОС13 | | | | |
| Изм. | Кол.чч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | | |

6.1 Измерительные трансформаторы тока и напряжения

Для коммерческого и технического учета первичным звеном в измерении данных являются измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также вторичные измерительные цепи (для счетчиков прямого включения первичным звеном являются сами счетчики). Значения напряжения и тока измеряются и обрабатываются счетчиками.

Все трансформаторы должны иметь действующие свидетельства о поверке и зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений, а также соответствовать техническим требованиям Приложения № 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения должны соответствовать следующим требованиям:

1. Технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов тока и напряжения должны отвечать требованиям ГОСТ 7746-2001 и ГОСТ 1983-2001 соответственно;

2. Классы точности отдельных вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока, действующих в составе ИИС АИИС КУЭ, должны быть не хуже:

- для воздушных и кабельных линий с номинальным напряжением 220кВ и выше – не хуже 0,2s;
- для присоединений с присоединенной мощностью 100 МВт и более – не хуже 0,2s;
- для силовых трансформаторов 220 кВ и выше – не хуже 0,2s;
- остальные присоединения – не хуже 0,5s.

3. Класс точности вторичной обмотки "звезда" для цепей АИИС КУЭ измерительных трансформаторов напряжения (ТН) должны быть:

- для воздушных и кабельных линий с номинальным напряжением 220 кВ и выше – не хуже 0,2;
- для присоединений с присоединенной мощностью 100 МВт и более – не хуже 0,2;
- для остальных присоединений – не хуже 0,5.

4. Количество ТТ, ТН и их вторичных обмоток обеспечивает отдельное подключение средств АИИС КУЭ и измерительных приборов от средств РЗА;

5. Для подключения счетчиков электрической энергии необходимо предусматривать отдельные вторичные обмотки ТТ, ТН;

6. Трансформаторы тока устанавливаются в трех фазах;

7. Измерительные трансформаторы должны соответствовать ПУЭ по классу напряжения, электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению.

8. Применение промежуточных трансформаторов тока не допускается;

9. Во всех эксплуатационных режимах необходимо не допускать перегрузку измерительных трансформаторов по вторичным цепям.

10. Выводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, должны быть защищены от несанкционированного доступа.

| | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|-------------------------|-------|------|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | П2200152-12.12-03-ИОС13 | | | | | | |
| Изм. | Кол.ч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | |

6.2 Расчет сечения жилы кабеля в измерительных цепях ТТ

Сечение жилы кабеля выбирается из стандартного ряда сечений. Выбранное сечение жилы должно быть не менее рассчитанного значения, а также удовлетворять условиям:

а) по механической прочности (п. 3.4.4 седьмого издания ПУЭ) – для токовых цепей: не менее $2,5 \text{ мм}^2$ для меди и 4 мм^2 для алюминия;

б) по нагреву (п. 1.3.10 седьмого издания ПУЭ) – для медных проводников сечением до 6 мм^2 принимается ток, как для установок с длительным режимом работы. Допустимый длительный ток для проводов в поливинилхлоридной изоляции сечением $2,5 \text{ мм}^2 - 30 \text{ А}$. Для проводов вторичных цепей при прокладке в лотках и коробах снижающие коэффициенты не вводятся.

Сопротивление проводов и кабелей в зависимости от схемы соединения трансформаторов тока рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{пр}} = k_{\text{сх}} \cdot \rho \cdot \frac{l}{s},$$

где: $k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы включения счетчика (включение электросчетчика и приборов в три фазы по схеме полной звезды – $k_{\text{сх}}=1$; включение электросчетчика и приборов в две фазы по схеме неполной звезды – $k_{\text{сх}}=1,73$; подключение трехфазного счетчика к ТТ, установленному в одной фазе – $k_{\text{сх}}=2$);

ρ – удельное электрическое сопротивление материала провода, $\text{Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$ (для кабеля с медными жилами $\rho=0,0175 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$);

l – длина кабеля, м;

s – сечение кабеля, мм^2 .

Сопротивление нагрузки приборов и устройств вторичной цепи рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{н}}^2},$$

где: $S_{\text{приб}}$ – суммарная нагрузка измерительных приборов подключенных во вторичной цепи измерительного трансформатора;

$I_{2\text{н}}$ – номинальный ток вторичной обмотки.

Переходное сопротивление контактов:

$$R_{\text{пер}} = 0,1 \text{ Ом};$$

Расчетное сопротивление жилы кабеля и наименьшее допустимое сечение проводника жилы кабеля определяются:

$$R_{\text{расч.пр}} = Z_2 - R_{\text{приб}} - R_{\text{пер}}, \text{ Ом};$$

$$S_{\text{доп}} = \frac{l}{g \cdot R_{\text{расч.пр}}}, \text{ мм}^2$$

где, l – длина кабеля, м;

g – удельная проводимость, $\frac{\text{М}}{\text{Ом}\cdot\text{мм}^2}$ принимаемая для меди равной 57;

$S_{\text{доп}}$ – допустимое сечение кабеля, мм^2 .

| | |
|--------------|--|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.ч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|------|--------|------|--------|-------|------|

П2200152-12.12-03-ИОС1.3

Лист
1.11

Полная внешняя нагрузка на ТТ, подключенная к клеммным выводам вторичной обмотки ТТ, рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{полн}} = R_{\text{проб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{пер}}, \text{ Ом}$$

Расчет номинального и минимального сопротивления вторичной нагрузки трансформатора тока производится по формуле:

$$Z_2 = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, Z_{2\text{min}} = \frac{S_{2\text{min}}}{I_{2H}^2}, \text{ Ом}$$

где: Z_2 – номинальная вторичная нагрузка ТТ, Ом;

$Z_{2\text{min}}$ – минимальная вторичная нагрузка ТТ, Ом;

S_{2H} – номинальная вторичная мощность трансформатора тока, ВА;

$S_{2\text{min}}$ – минимальная вторичная мощность трансформатора тока (по ГОСТ-7746), ВА;

I_{2H} – номинальный вторичный ток ТТ, А.

Из условия работы ТТ с погрешностями, нормируемыми по ГОСТ-7746 для заданного класса точности:

$$Z_{2\text{min}} \leq Z_{\text{полн}} \leq Z_2.$$

В соответствии с ГОСТ 7746 допускаемые значения вторичной нагрузки должны находиться в пределах 25–100% от номинального значения нагрузки ТТ, за исключением трансформаторов с номинальной нагрузкой 5 и 10ВА, для которых установлен нижний предел вторичной нагрузки 3,75 ВА.

Данные расчетов нагрузки трансформаторов тока приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2

| № ИЖ | Присоединение | Трансформатор тока | | | | Счетчик | | Конт. | Кабель | | | | Ном. втор. нагр. | Факт. втор. нагр. | Мин. втор. нагр. | Выводы |
|------|---------------|--------------------|---------------|--------------|--------------|------------------------|------------------------|-----------------------|---------|------------------------------------|-----------------------|----------------------|------------------|------------------------|------------------------|---------------|
| | | Класс точн. | S_{2H} , ВА | I_{2H} , А | I_{2H} , А | $S_{\text{проб}}$, ВА | $R_{\text{проб}}$, Ом | $R_{\text{пер}}$, Ом | l , м | $S_{\text{доп}}$, мм ² | s , мм ² | $R_{\text{пр}}$, Ом | Z_2 , Ом | $Z_{\text{полн}}$, Ом | $Z_{2\text{min}}$, Ом | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| 20 | ТСН-1Н 0,4кВ | 0,5s | 5 | 1000 | 5 | 0,015 | 0,0006 | 0,1 | 10 | 1,76 | 2,5 | 0,07 | 0,2 | 0,17 | 0,15 | Соответствует |
| 27 | Ввод АТ-16 кВ | 0,5s | 10 | 1000 | 5 | 0,015 | 0,0006 | 0,1 | 10 | 0,59 | 2,5 | 0,07 | 0,4 | 0,17 | 0,15 | Соответствует |
| 28 | ТСН-1Н 6 кВ | 0,5s | 10 | 150 | 5 | 0,015 | 0,0006 | 0,1 | 10 | 0,29 | 2,5 | 0,07 | 0,4 | 0,17 | 0,15 | Соответствует |

Вывод:

1. Применение догрузочных резисторов не требуется.
2. Кабели вторичных токовых цепей АИИСКУЭ для всех присоединений удовлетворяют требованиям по допустимой вторичной нагрузке трансформаторов тока согласно ГОСТ 7746-2001 "Трансформаторы тока. Общие технические условия".

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

П2200152-12.12-03-ИОС1.3

Лист

1.12

Изм. Кол.чч. Лист № док. Подп. Дата

6.4 Расчет сечения жилы кабеля и потери напряжения в цепях учета измерительных ТН

Сечение жилы кабеля выбирается из стандартного ряда сечений. Выбранное сечение жилы должно быть не менее рассчитанного значения сечения, а также удовлетворять условиям:

а) по механической прочности (п. 3.4.4., табл. 1.3.4 ПУЭ) – жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей аппаратов должны иметь сечения не менее $1,5 \text{ мм}^2$ (а при применении специальных зажимов не менее $1,0 \text{ мм}^2$) для меди и $2,5 \text{ мм}^2$ для алюминия;

б) по нагреву (п. 1.3.10 ПУЭ) – для медных проводников сечением до 6 мм^2 принимается ток, как для установок с длительным режимом работы. Допустимый длительный ток для проводов в поливинилхлоридной изоляции сечением $1,5 \text{ мм}^2$ – 23 А. Для проводов вторичных цепей при прокладке в лотках и коробах снижающие коэффициенты не вводятся;

в) по падению (потере) напряжения – сечение жил контрольных кабелей должно быть таким, чтобы падение (потеря) напряжения в измерительных цепях расчетных счетчиков электроэнергии составляло не более 0,25% от номинального напряжения.

Допустимое падение напряжения определяется по формуле:

$$\Delta U_{\text{доп}} = U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп}\%} / 100\%, \text{ В}$$

где, $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение счетчика электроэнергии, В.

Допустимое сопротивление жилы кабеля по потери напряжения определяется по формуле:

$$R_{\text{доп}} = \Delta U_{\text{доп}} \cdot U_{\text{ном}} / ((P_{\text{сч}} \cdot n) + (P_{\text{др}} \cdot m)), \text{ Ом}$$

где, $P_{\text{сч}}$ – потребляемая мощность счетчика электроэнергии, ВА;

$P_{\text{др}}$ – потребляемая мощность догрузочного резистора, ВА;

n – количество присоединенных счетчиков электроэнергии;

m – количество присоединенных догрузочных резисторов.

Минимальное сечение жилы кабеля на участке цепи определяется по формуле:

$$S_{\text{доп}} = (L_{\text{пр}} \cdot \rho) / R_{\text{доп}}, \text{ мм}^2$$

где, $L_{\text{пр}}$ – длина проводника, м;

ρ – удельное электрическое сопротивление материала провода, $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ (для кабеля с медными жилами $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$).

Расчет падения (потери) напряжения производится по следующей формуле:

$$\Delta U_i = (L_{\text{пр}} \cdot \rho \cdot ((P_{\text{сч}} \cdot n) + (P_{\text{др}} \cdot m))) / (U_{\text{ном}} \cdot S_{\text{пр.выбр}}), \text{ В}$$

где, $S_{\text{пр.выбр}}$ – сечение проводника выбранное, мм;

Расчет сечения жилы кабеля и падения (потери) напряжения в измерительных цепях для ТН 6 кВ выполняется для наиболее удаленного счетчика электроэнергии.

Результаты расчета приведены в таблице 6.4.

| | |
|--------------|--|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | |

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

Таблица 6.4.

| Участок измерительной цепи | | Кол-во счетчиков на участке цепи | $P_{сч, BA}$ | Кол-во догр. рез. на участке цепи | $P_{гр, BA}$ | $U_{ном, B}$ | L, M | $\Delta U_{догр}, \%$ | $\Delta U_{гр}, B$ | $R_{гр}, \Omega M$ | $Q_{гр}, MM^2$ | $S_{гр}, MM^2$ | $\Delta U, B$ | $\Delta U, \%$ |
|---|---------------------------------|----------------------------------|--------------|-----------------------------------|--------------|--------------|--------|-----------------------|--------------------|--------------------|----------------|----------------|---------------|----------------|
| начало | окончание | | | | | | | | | | | | | |
| КРУ- 6 кВ. ф. 104 TVIP | КРУ-6 кВ. Шинки напряжения 1 СШ | 2 | 4 | 1 | 20 | 57,7 | 5 | 0,25 | 0,144 | 0,297 | 0,294 | 2,5 | 0,017 | 0,029 |
| КРУН-6 кВ. Шинки напряжения 1 СШ | | 2 | 4 | - | - | 57,7 | 15 | 0,25 | 0,144 | 1,04 | 0,252 | 2,5 | 0,015 | 0,025 |
| КРУ-6 кВ. Шинки напряжения 1 СШ | КРУ-6 кВ. Счетчик №27 | 1 | 4 | - | - | 57,7 | 5 | 0,25 | 0,144 | 2,081 | 0,042 | 2,5 | 0,002 | 0,004 |
| Суммарная потеря напряжения в цепи ТН – Счетчик №27 | | | | | | | | | | | | 0,034 | 0,059 | |

6.5 Счетчики электрической энергии

В соответствии с регламентами ОРЭ и СТО 56947007-29.240.10.028-2009 классы точности счетчиков электрической электроэнергии для присоединений с уровнем напряжений 6-10 кВ и ниже – не хуже 0,5S.

Технические параметры и метрологические характеристики счетчиков электроэнергии должны соответствовать ГОСТ Р 52323-2005 в части измерения активной энергии и ГОСТ Р 52425-2005 в части измерения реактивной энергии и удовлетворять следующим основным требованиям коммерческого и технического учета:

- класс точности – не хуже 0,5S;
- обеспечивать возможность подключения резервного источника питания и автоматического переключения на источник резервного питания при исчезновении основного (резервного) питания;
- наличие энергонезависимой памяти для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 35 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров;
- обеспечивать подключение по одному или нескольким цифровым интерфейсам компонентов АИИС, в том числе для автономного считывания, удаленного доступа, параметрирования и подключения к УСПД;
- наличие энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже ± 5.0 секунды в сутки с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией), работающей в составе СОЕВ);
- наличие "Журнала событий", фиксирующего время и даты наступления событий:
 1. попытки несанкционированного доступа;
 2. факты связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
 3. изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;

Изм. № подл. Подп. и дата. Взам. инв. №

Изм. Кол.ч. Лист № док. Подп. Дата

П2200152-12.12-03-ИОС1.3

Лист
1.15

4. отклонения тока и напряжения в измерительных цепях от заданных пределов (обязательно при новом строительстве энергообъектов);

5. отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;

6. перерывы питания.

– обеспечивать защиту от несанкционированного изменения параметров, а также от записи, при этом защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.);

– обеспечивать автоматическую самодиагностику с формированием обобщенного сигнала в «Журнале событий»:

1. измерительного блока;

2. вычислительного блока;

3. таймера;

4. блока питания;

5. дисплея;

6. блока памяти (подсчет контрольной суммы).

– счетчики должны обеспечивать работоспособность в диапазоне температур, определенных условиями эксплуатации;

– средняя наработка на отказ счетчика должна составлять не менее 35000 часов;

– межповерочный интервал – не менее 8-ми лет.

6.6. Вторичные цепи

Подключение счетчиков электроэнергии реконструируемых ИИК выполнено через испытательные коробки.

Испытательные коробки размещены около счетчиков электроэнергии, обеспечивают возможность замены счетчиков, а также подключения образцового счетчика электроэнергии без отключения присоединения.

Вторичные измерительные цепи коммерческого учета должны быть защищены от несанкционированного доступа, т.е. все промежуточные клеммники, в том числе испытательные коробки, должны быть опломбированы.

В соответствии с гл. 3.4 ПУЭ (7 издание) для вторичных цепей следует применять экранированные контрольные кабели с медными жилами не менее $1,5 \text{ мм}^2$ для цепей напряжения и $2,5 \text{ мм}^2$ для токовых цепей.

Потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения – электросчетчик» не должны превышать 0,25% номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения.

Электросчетчик должен быть подключен к трансформатору напряжения кабелем, защищенным от короткого замыкания. При подключении нескольких электросчетчиков к одному трансформатору напряжения возможно использование единой электрической цепи.

| | |
|--------------|--|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|-------|------|--------------------------|------|
| Изм. | Кол.чч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | П2200152-12.12-03-ИОС1.3 | Лист |
| | | | | | | | 1.16 |

7 Требования к системе обеспечения единого времени (СОЕВ)

Требования к система обеспечения единого времени (СОЕВ) не предъявляются. СОЕВ используется существующая.

Синхронизация единого времени выполняется каскадно: GPS приемник – УССВ, УССВ – УСПД, УСПД – счетчики присоединений 220кВ, 110кВ, 6кВ.

На ПС 220 кВ Кудьма установлена система обеспечения единого времени, работающая на основе получения спутникового сигнала GPS приемником. GPS приемник связан с шкафом существующего УСПД в ОПУ.

| | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------|-------|------|--------------------------|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист |
| | | | | | | | |
| Изм. | Кол.ч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | П2200152-12.12-03-ИОС1.3 | |

8 Требования к УСПД

Применяемое в проекте УСПД (RTU-325) существующее, имеет сертификат Ростехрегулирования РФ об утверждении типа средств измерений, внесено в Госреестр средств измерений РФ, имеет действующее свидетельство о поверке, сертификат по электробезопасности и выполняет следующие функции:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК;
- возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии и других физических величин;
- ведение Журнала событий;
- предоставление доступа ИВК к результатам измерений;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;
- диагностику работы технических средств;
- хранение результатов измерений;
- хранение данных о состоянии средств измерений;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных.
- защиту от несанкционированного доступа, как в аппаратной части, так и в программно-информационном обеспечении;
- обеспечивать обработку, накопление и хранение информации;
- формировать и корректировать астрономическое время и календарь, и другие вычислительные и логические функции;
- иметь встроенные последовательные интерфейсы для работы со счетчиками и внешними коммуникациями (RS485, RS232) и сетевые интерфейсы (Ethernet 10/100base TX);
- отображать информацию на информационном табло.

УСПД обеспечивает параметрирование (установку настраиваемых параметров). Параметрирование промконтроллера возможно только при снятии механической пломбы и вводе пароля, при этом в «Журнале событий» промконтроллера автоматически должно фиксироваться это событие с указанием даты и времени.

УСПД обеспечивает автоматическое ведение «Журнала событий», в котором фиксируются время и даты наступления событий:

- попытки несанкционированного доступа;
- связи с промконтроллером, приведшие к каким-либо изменениям данных;
- перезапуски промконтроллера (при пропадании напряжения, закливании и т.п.);

| | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------------------|-------|------|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | П2200152-12.12-03-ИОС1.3 | | | | | | |
| Изм. | Кол.чч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | |

- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
- отключение питания.

УСПД имеет встроенные энергонезависимые часы, обеспечивающие ведение даты и времени, рекомендуемая точность хода которых не хуже ± 5.0 с/сутки. УСПД обеспечивает автоматическую коррекцию (синхронизацию) времени.

Напряжение питания УСПД от сети переменного тока должно составляет 220В с допустимым отклонением напряжения в пределах $\pm 20\%$. Электропотребление – не более 25 ВА.

Питание шкафа УСПД выполняется от независимых секций шин через АВР. При пропадании основного питания УСПД, резервное питание осуществляется от источников бесперебойного питания.

Охлаждение УСПД осуществляется за счет естественной конвекции.

УСПД размещается в едином корпусе, обеспечивает возможность одностороннего обслуживания и имеет степень защиты не ниже IP 65. Конструкция

УСПД обеспечивает его размещение, как на стандартных панелях, так и в шкафах.

УСПД функционирует автоматически (без вмешательства эксплуатационного персонала) и имеет подтвержденную наработку на отказ не менее 35000 часов. Срок службы УСПД составляет не менее 24 лет.

УСПД в автоматическом режиме обеспечивает следующие функции:

- сбор и обработку результатов измерений от счетчиков по цифровым интерфейсам и передачи в АРМ АИИС КУЭ ПС;

- сбор информации о состоянии средств измерения и объектов измерения и передачи в АРМ АИИС КУЭ ПС;

- предоставление интерфейсов доступа к собранной информации, отображение данных учета на встроенный дисплей;

- синхронизацию времени;

- самодиагностику, с фиксацией в журнале самодиагностики;

- интеграцию в АСУ ТП в части передачи информации о неисправности элементов АИИС КУЭ ПС (АРМ, УСПД, электросчетчиков, каналобразующей аппаратуры) в АСУ ТП.

ПО УСПД обеспечивает расчет энергии и мощности по отдельным и групповым каналам измерения и вычисления балансов электроэнергии.

УСПД обеспечивает параметрирование (установку настраиваемых параметров) при первоначальной установке, после вывода из ремонта, в процессе эксплуатации самого устройства, при замене счетчиков, изменении схемы учета, коммуникационных параметров и т.п.

Параметрирование УСПД выполняется только при снятии механической пломбы и вводе пароля, при этом в «Журнале событий» автоматически фиксируется это событие с указанием даты и времени.

| | |
|--------------|--|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | |

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.чч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

При параметрировании УСПД различаются следующие события:

- ввод расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
- ввод/изменение групп измерительных каналов учета электроэнергии для расчета агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений;
- установка текущих значений времени и даты.

Эти события фиксируются в "Журнале событий" автоматически.

УСПД опрашивает счетчики в 30 минутном цикле. При разрыве канала связи между счетчиком и УСПД, данные в счетчиках сохраняются и после восстановления канала связи, УСПД автоматически считывает всю недостающую информацию.

УСПД обеспечивает интеграцию с АСУТП ПС 220 кВ Кудьма. УСПД позволяет передавать данные коммерческого учета заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии посредством сети ЕТССЭ с серверов МЭС и ЦСОД ОАО «ФСК ЕЭС», с уровня ИВК.

| | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------|-------|------|--------------------------|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист |
| | | | | | | | |
| Изм. | Кол.ч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | П2200152-12.12-03-ИОС1.3 | |

9 Требования к каналам связи

Связь АИИС КУЭ ПС 220 кВ Кудьма с вышестоящими уровнями ЦСОД МЭС Волги, ЦСОД ОАО «ФСК ЕЭС» и Нижегородским ПМЭС организована по двум каналам связи.

В настоящее время на подстанции функционирует малая земная станция спутниковой связи (МЗССС), через которую организован спутниковый канал для передачи данных существующей АИИС КУЭ на уровень ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС в ИА ОАО «ФСК ЕЭС» в качестве основного канала связи.

НКУ Шкаф модемный укомплектован:

- спутниковым модемом;
- коммутатором Ethernet;
- прерывателем NetPing;
- источником бесперебойного питания.

Для передачи данных в филиал ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги организован резервный канал по волоконно-оптическим линиям связи (ВОЛС). Для передачи данных в филиал ОАО «ФСК ЕЭС» Нижегородское ПМЭС организован канал GSM-связи.

| | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------|-------|------|--------------------------|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист |
| | | | | | | | |
| Изм. | Кол.чч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | П2200152-12.12-03-ИОС1.3 | |

10 Программное обеспечение

Программное обеспечение АИИС КУЭ (уровень измерений) должно быть достаточным для выполнения всех функций АИИС КУЭ ПС, реализуемых с применением средств вычислительной техники, а также иметь средства организации всех требуемых процессов обработки данных, позволяющие своевременно выполнять все функции во всех регламентированных режимах функционирования АИИС КУЭ ПС 220 кВ Кудьма.

В состав программного обеспечения системы АИИС КУЭ подстанции входят:

- программные средства микропроцессорных счетчиков, обеспечивающие их функционирование в соответствии с паспортными данными и ТУ, программное обеспечение для УСПД, программные средства для устройства синхронизации системного времени;

- программные средства АРМ;

- программное обеспечение для обеспечения обмена данными с внешними системами.

Программное обеспечение АИИС КУЭ должно быть достаточным для выполнения всех автоматизированных функций во всех регламентированных режимах функционирования АИИС. Программные средства обработки информации, используемые в АИИС КУЭ ПС, должны быть сертифицированы как программные средства, предназначенные для обработки коммерческой информации.

| | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------|-------|------|--------------------------|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист |
| | | | | | | | |
| Изм. | Кол.чч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | П2200152-12.12-03-ИОС1.3 | |

11 Требования к надежности

Надежность АИИС КУЭ ПС 220 кВ Кудьма должна удовлетворять требованиям по надежности, предъявляемым на систему ОАО «АТС» (Приложение №11.1 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности) субъекта ОРЭ. Технические требования»).

Надежность АИИС КУЭ ПС 220кВ Кудьма обеспечивается выбором и разработкой совокупности технических, программных средств, регламентом их обслуживания.

Надежность вновь устанавливаемого устройства достигается за счет использования комплектующих повышенной безотказности, проведения входного контроля компонентов.

Все вновь устанавливаемые технические средства АИИС КУЭ должны быть обслуживаемыми, восстанавливаемыми изделиями, рассчитанными на непрерывный режим работы с неограниченной продолжительностью.

Надежность измерительно-информационного комплекса в целом, определяется как совокупность показателей надежности измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии, а также связующих компонентов. В качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, выбирается средний срок службы и средняя наработка на отказ.

Показатели надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001:

- средний срок службы – не менее 25 лет;
- средняя наработка на отказ T_0 – не менее 300 000 часов.

Показатели надежности для счетчиков электроэнергии:

- средняя наработка на отказ T_0 – не менее 100 000 часов;
- среднее время восстановления $T_в$ – не более 7 суток.

Проектируемый расширяемый комплекс программно-технических средств АИИС КУЭ ПС 220кВ Кудьма обеспечит круглосуточную и непрерывную работу в течение установленного срока службы при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию АИИС КУЭ.

| | | |
|--------------|--------------|--------------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.чч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

П2200152-12.12-03-ИОС1.3

Лист
1.23

12 Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу в действие

12.1 Общие требования к метрологическому обеспечению

В соответствии с п. 9.1 РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении» на стадии проектирования нормируются характеристики погрешностей измерительных каналов по ГОСТ 8.009 для нормальных условий эксплуатации измерительных компонентов и для рабочих условий эксплуатации, определяемых таким сочетанием влияющих величин, при которых характеристики погрешностей имеют по абсолютной величине (по модулю) наибольшее значение и обеспечивается их минимизация.

АИИС КУЭ ПС 220 кВ Кудьма состоит из ИИК, ИВКЭ и АРМ ПС. Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ 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 ИВК, не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов.

Классы точности счетчиков электрической энергии для различных объектов учета должны быть следующими:

- для линий электропередачи и трансформаторов напряжением 220 кВ и выше - не хуже 0,2S.
- для линий электропередач напряжением 35-150 кВ - не хуже 0,2S с учетом тенденции роста нагрузок до 100 МВт и выше.
- для присоединений с уровнем напряжений 6-10 кВ и ниже - не хуже 0,5S.

Классы точности отдельных вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока, действующих в составе ИИК АИИС КУЭ, должны быть не хуже:

- для воздушных и кабельных линий с номинальным напряжением 220кВ и выше - не хуже 0,2s;
- для присоединений с присоединенной мощностью 100 МВт и более - не хуже 0,2s;
- для силовых трансформаторов 220 кВ и выше - не хуже 0,2s;
- остальные присоединения - не хуже 0,5s.

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

- для воздушных и кабельных линий с номинальным напряжением 220 кВ и выше - не хуже 0,2;
- для присоединений с присоединенной мощностью 100 МВт и более - не хуже 0,2;
- для остальных присоединений - не хуже 0,5.

Потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения - электросчетчик» не должны превышать 0,25% номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения. В случае превышения этого значения производится модернизация вторичных цепей измерительных каналов.

Для уменьшения погрешности измерений, возникающей вследствие наводок на вторичные цепи ТТ и ТН от силовых цепей, для вновь устанавливаемого и заменяемого оборудования в

| | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|-------------------------|-------|------|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | П2200152-12.12-03-ИОС13 | | | | | | |
| Изм. | Кол.чч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | |

соответствии с п. 3.4.11 ПУЭ документацией предусматривается применение экранированных проводов, а также контрольных кабелей с общим экраном или кабелей с экранированными жилами, огнестойких, не распространяющих горение, с низким дымо- и газовыделением (категории нг-FRLS).

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

12.2 Мероприятия по защите технических и программных средств от несанкционированного доступа

Аппаратная защита

В процессе эксплуатации АИИС КУЭ ПС должны быть приняты меры, исключающие несанкционированное увеличение допустимой нагрузки во вторичных цепях трансформаторов тока и напряжения. Для обеспечения выполнения этого требования необходимы следующие технические мероприятия:

- пломбирование клемм ТТ;
- пломбирование или нанесение знаков визуального контроля (маркирование) промежуточных проходных клеммных коробок измерительных цепей ТТ и ТН;
- пломбирование корпуса электросчетчика (пломба завода-изготовителя, поверителя);
- пломбирование винтов крепления крышки зажимов счетчика (энергосбытовая организация).

Программно-аппаратная защита

Счетчики имеют встроенные способы защиты от несанкционированного доступа к данным. Устанавливается пароль, предотвращающий несанкционированный доступ через оптический порт.

На счетчики на заводе-изготовителе устанавливается программно-аппаратная блокировка, запрещающая полное перепрограммирование счетчика (изменение измеряемых данных, изменение коэффициента трансформации, данных профиля нагрузки, постоянные и т. д.).

Организационным мероприятием, ограничивающим доступ к оборудованию ИИК, ИВКЭ является составление списка лиц предприятия, имеющих право доступа к названному оборудованию. Приказ с введением режима доступа и список допускаемых лиц утверждается главным инженером предприятия.

Доступ к программе и базе данных защищены также средствами операционной системы и средствами системы управления базой данных. Программные средства защиты выполняют:

- управление доступом (пароль);
- регистрацию и учет (журнал событий);
- обеспечение целостности информации.

| | |
|--------------|--|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | |

| | | | | | |
|------|--------|------|--------|-------|------|
| Изм. | Кол.ч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |
| | | | | | |

П2200152-12.12-03-ИОС1.3

Лист
125

12.3 Мероприятия по метрологическому обеспечению

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ должно включать в себя следующее:

- внесение изменений в описание типа на АИИС КУЭ ПС 220кВ Кудьма в соответствии с требованиями МИ 2999-2011, методiku поверки АИИС КУЭ;
- оформление для каждого из вновь устанавливаемых ИК паспортов-протоколов информационно-измерительного комплекса (ИИК) в соответствии с требованиями ОРЭМ и их согласование в ГЦИ СИ;
- метрологический надзор за состоянием, применением, эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС КУЭ, расширяемая часть;
- поверка АИИС КУЭ ПС 220кВ Кудьма: поверка каждого вновь устанавливаемого измерительного канала для расчетного и контрольного учета и калибровка каждого измерительного канала для технического учета;
- внесение изменений в методiku измерений электроэнергии (мощности) в соответствии с РД 153-34.0-11.209-99.
- метрологический надзор за аттестованными методиками измерений, соблюдением метрологических норм и правил.

Средствами измерений, на которые распространяются требования санкционированного предоставления результатов измерений, представления информации о состоянии средств измерений заинтересованным субъектам ОРЭ, являются средства АИИС КУЭ: измерительные ТТ и ТН, счетчики коммерческого учета, информационно-измерительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), система обеспечения единого времени.

| | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------|-------|------|--------------------------|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | Лист |
| | | | | | | | |
| Изм. | Кол.чч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | П2200152-12.12-03-ИОС1.3 | |

13 Нормативно-технические документы

При проектировании автоматизированной информационно-измерительной системы использовались следующие документы:

- ГОСТ 2.102-68. Единая система конструкторской документации. Виды и комплектность конструкторских документов (с изменениями N1...8).

- ГОСТ 2.105-95. Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам (с изменениями N1).

- ГОСТ 2.601-2006. Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы.

- ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем (с изменениями N1).

- ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

- ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

- СО 153-34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

- РД 153-34.0-11.209-99 Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности.

- ГОСТ Р 52323-2005. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Статические счетчики активной энергии переменного тока (классов точности 0.2S и 0.5S).

- ГОСТ 8.009-84 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений.

- ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

- ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

- РД 34.11.202-95. Методические указания. Измерительные каналы информационно - измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации.

- РМГ 29-99. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения (с изменениями N1).

- РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (с изменениями N1).

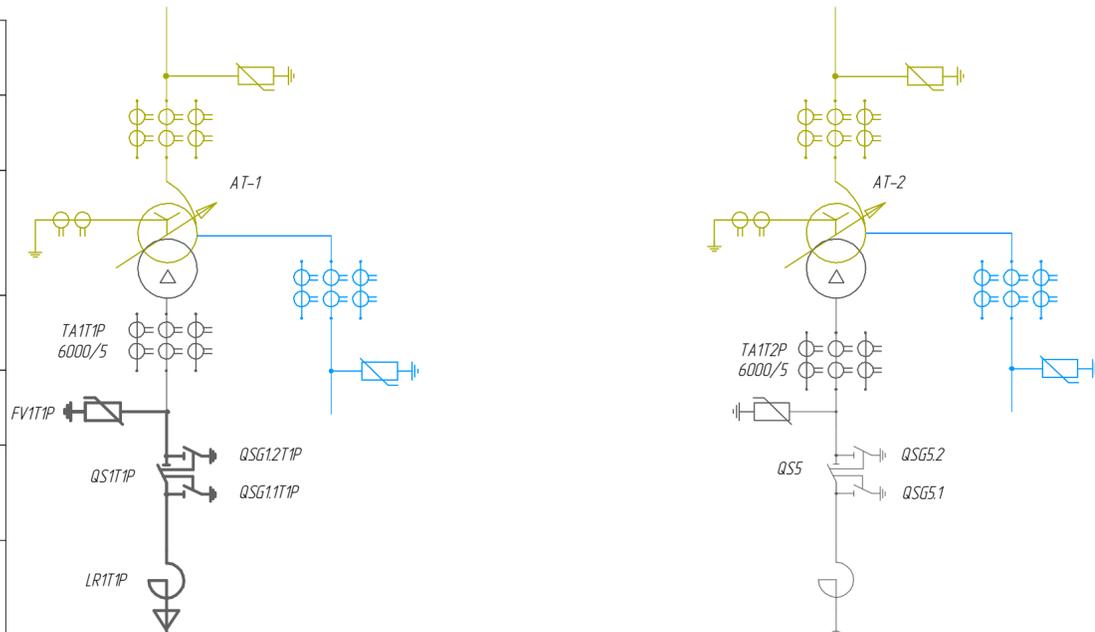
- "Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведение реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности", а так же Приложение №11.1,11.11.1, 11.2, 11.3, 11.5 к "Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка" со всеми вступившими в силу изменениями.

| | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------------------------|-------|------|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | П2200152-12.12-03-ИОС1.3 | | | | | | |
| Изм. | Кол.чч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | |

- СТО АТС 02.07.3-2003 Коммерческий учет на оптовом рынке электроэнергии. АИИС. Общие требования.
- СТО 56947007-35.240.01.023-2009 Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции. Типовые технические требования в составе закупочной документации.
- Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7 издание.
- СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750кВ.

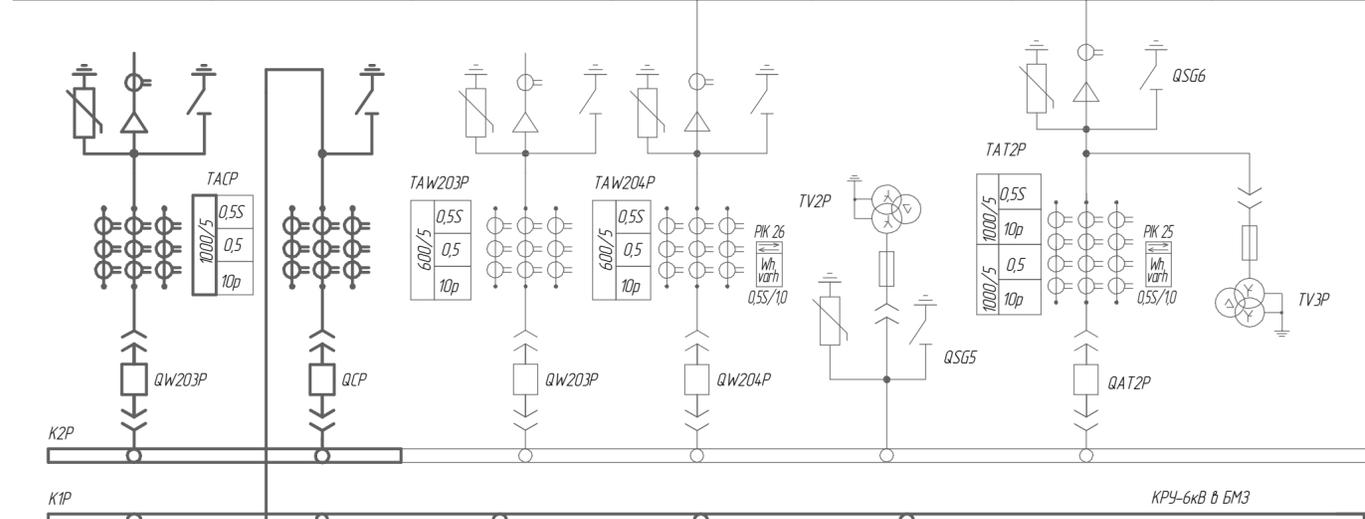
| | | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|-------------------------|-------|------|--|--|--|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | | | Лист |
| | | | П2200152-12.12-03-ИОС13 | | | | | | |
| Изм. | Кол.ч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | | |

| |
|---|
| Ограничитель перенапряжений нелинейный 220кВ ЗЕР4-192-2РЕ32-1NE1 |
| Встроенные трансформаторы тока 220кВ ктт 1000/5 |
| Автотрансформатор силовой трехфазный АТДЦ1Н/125000/220/110/6 У1 $I_{ном} = 314/628/5774 А$ $U_{ном} = 230/121 \pm 8 \times 15\% / 6,3 кВ$ |
| Встроенные трансформаторы тока 6кВ ктт 6000/5 |
| Ограничитель перенапряжений $U_n = 6 кВ, U_{номинал} = 7,2 кВ, I_{ном разр} = 10 кА$ |
| Разъединитель трехполюсный $U_n = 35 кВ,$ $I_n = 3150 А, I_{перем.ст.} = 40 кА,$ с двумя э.н. с ручными приводами на главных и заземляющих ножах |
| Реактор токоограничивающий сухой $U_n = 6 кВ, I_n = 630 А, X_p = 0,28 Ом$ |

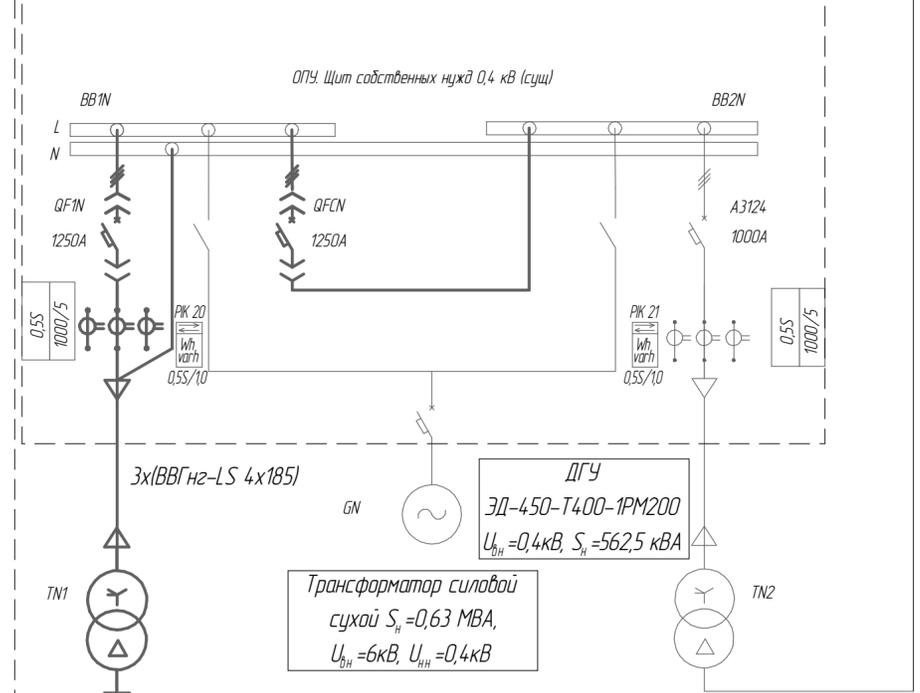


| |
|--|
| Встроенные трансформаторы тока 110кВ ктт 1000/5 |
| Ограничитель перенапряжений нелинейный 110кВ |

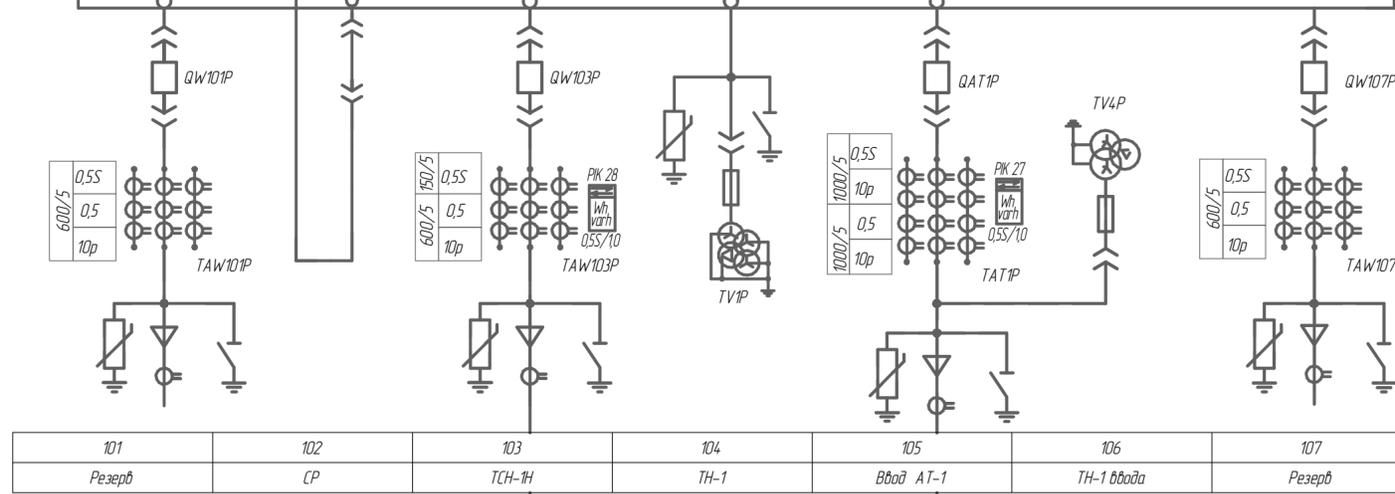
| | | | | | | |
|---------------|-----------|---------------|---------------|-------------|---------------------|-------------------|
| Резерв 201 | СВ 202 | Резерв 203 | ТСН-2Н 204 | ТН-2 205 | Ввод от АТ-2 206 | ТН ввода 2 207 |
|---------------|-----------|---------------|---------------|-------------|---------------------|-------------------|



| | | |
|--|--|------|
| Трехфазный ток КЗ на шинах 6кВ, кА | | 9,94 |
| Сборные шины $U_n = 6 кВ, I_n = 1600 А$ | | |
| Выключатели вакуумные, $U_n = 6 кВ, I_n = 1000 А, I_{откл} = 20 кА$ | | |
| Трансформатор напряжения Класс точности 0,5/3Р $Ктт = \frac{6300}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}}$ | | |
| Трансформаторы тока 6кВ | | |
| Предохранители 6кВ | | |
| Трансформатор напряжения Класс точности 0,2/0,5/3Р $Ктт = \frac{6300}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}}$ | | |
| Ограничители перенапряжений 6кВ | | |
| Трансформаторы тока нулевой последовательности | | |



- Условные обозначения:
- существующее оборудование 220кВ;
 - существующее и устанавливаемое по титулу "Реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Кудьма с установкой и вводом в работу АТ2" оборудование 110кВ;
 - существующее и устанавливаемое по титулу "Реконструкция ОРУ 220 кВ ПС Кудьма с установкой и вводом в работу АТ2" оборудование 6кВ;
 - вновь устанавливаемое оборудование;
 - счетчик электроэнергии.



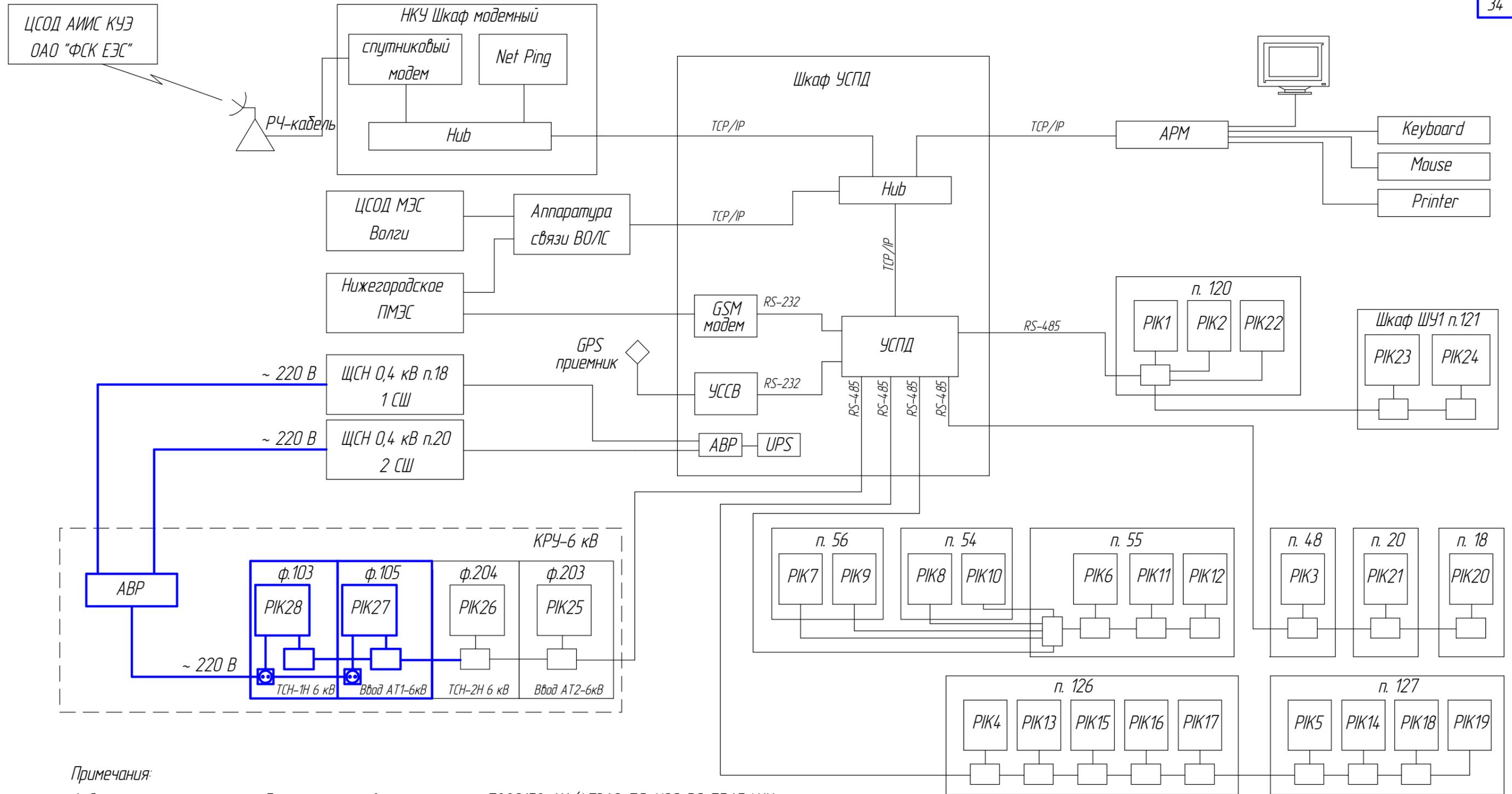
| | | | | | | |
|---------------|-----------|---------------|-------------|------------------|-------------------|---------------|
| 101 Резерв | 102 СР | 103 ТСН-1Н | 104 ТН-1 | 105 Ввод АТ-1 | 106 ТН-1 ввода | 107 Резерв |
|---------------|-----------|---------------|-------------|------------------|-------------------|---------------|

3х(ПВВнг(А)-LS 1х185/25)

ПВВнг(А)-LS 3х70/16

| | | | | |
|--|---------------|-------|----------|-----------------------|
| П2200152-12.12-03-ИОС.13 | | | | |
| ПС 220 кВ Кудьма. Реконструкция собственных нужд с переводом питания ТСН на АТ-1 | | | | |
| Изм. | Коллч. | Лист | № док. | Подп. |
| Н.Контроль | Каржина М. А. | 05.13 | | |
| Проверил | Чижалеб И. М. | 05.13 | | |
| Разработал | Зорин В.О. | 05.13 | | |
| ПС 220 кВ Кудьма | | | Страница | Лист |
| Однолинейная схема учета электроэнергии присоединений 6 и 0,4 кВ | | | П | 2 |
| | | | | ЭнергоСтройИнжиниринг |

Согласовано
 Взам. инв. №
 Подп. и дата
 Инв. № подл.



Примечания:

1. Структурная схема разработана на основании чертежа П220152-111/4.7369-ПД-ИОС-ЭС-Т5.15.АКУ, выполненного ООО "СТГ-Энерго" г. Москва.
2. Цепи резервного питания существующих счетчиков электроэнергии условно не показаны.
3. Условные обозначения:

- существующее и устанавливаемое по другим титулам оборудование;
- вновь устанавливаемое оборудование по данному титулу.
- - разветвитель интерфейса;
- УСПД - RTU-325-Н;
- Hub - коммутатор Ethernet;
- UPS - источник бесперебойного питания;
- АВР - устройство автоматического ввода резервного питания;
- УССВ - устройство синхронизации времени;
- PIK6 - счетчик электроэнергии;
- ☐ - розетка электрическая.

| | | | | | | | | |
|-------------|--------|------|---------------|----------------|-------|---|---|---|
| | | | | | | П2200152-12.12-03-ИОС13 | | |
| | | | | | | ПС 220 кВ Кудьма. Реконструкция собственных нужд с переводом питания ТШ на АТ-1 | | |
| 2 | - | Зам. | | | | | | |
| Изм. | Колуч. | Лист | № док. | Подп. | Дата | | | |
| Н. контроль | | | Каржина М. А. | <i>Каржина</i> | 05.13 | | | |
| Проверил | | | Чикалев И. М. | <i>Чикалев</i> | 05.13 | | | |
| Разработал | | | Зорин В.О. | <i>Зорин</i> | 05.13 | | | |
| | | | | | | ПС 220 кВ Кудьма | 7 | 3 |
| | | | | | | Структурная схема расширения АИИС КУЭ | | |

Согласовано

Инв. № подл. Подп. и дата. Взам. инв. №