



## **Аннотация**

Выпускная квалификационная работа посвящена проектированию автоматизированной системы мониторинга потребления электроэнергии на ПС ГПП-3 предприятия «АВИСМА».

В работе рассмотрены принципы проектирования АСМПЭ, метрологические характеристики информационно-измерительной системы; меры безопасности жизнедеятельности при ее эксплуатации; дано технико-экономическое обоснование внедрения системы.

Пояснительная записка выполнена на 53 листах формата А4, в нее входят 6 таблиц и 2 рисунка. Графическая часть выпускной квалификационной работы представлена на шести листах формата А1.

## Содержание

Введение.....	4
1 Описание объекта исследования .....	5
1.1 Краткая характеристика предприятия .....	5
1.2 Описание системы электроснабжения.....	5
1.3 Анализ текущего состояния системы учета и постановка задачи .....	6
2 Разработка автоматизированной системы мониторинга потребления электроэнергии .....	8
2.1 Аналитический обзор в области учета электроэнергии.....	8
2.2 Технические решения по модернизации существующей системы.....	10
2.3 Принцип строения АСМПЭ.....	11
3 Выбор оборудования.....	16
3.1 Техническое оборудование АСМПЭ .....	16
3.2 Характеристика программного обеспечения .....	25
3.3 Выводы по главе 3.....	28
4 Функциональная структура АСМПЭ .....	30
5 Метрологические характеристики автоматизированной системы .....	33
6 Техничко-экономическое обоснование внедрения АСМПЭ.....	43
Заключение .....	51
Список использованных источников .....	52

## Введение

В настоящее время без учета невозможно представить себе ни один вид деятельности человека. Можно сказать, что на учете основана вся жизнь современного общества, включая возможность управлять любыми процессами, происходящими на предприятии, в отрасли, государстве и мире. Уже сложился полноценный рынок отечественной и импортной аппаратуры, разработана эффективная архитектура автоматизированных систем учета, охватывающая потребности всех без исключения субъектов электроэнергетики. Введено в эксплуатацию большое количество систем автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), что позволяет проводить объективный анализ их эксплуатационных особенностей.

В связи с реорганизацией части цехов предприятия «АВИСМА» в отдельные общества, имеющие свой уставной капитал и ведущие свою независимую финансово-экономическую деятельность, возникла потребность в более строгом, «юридическом» подходе к учету потребления ЭЭ, что подразумевает жесткое соблюдение норм погрешностей измерений первичных параметров электрической энергии.

Электроснабжение данных организаций осуществляется по «старой» схеме от ПС ГПП-3 и других подстанций, территориально разбросанных по предприятию. Приборы учета в точках технического присоединения потребителей к электросети «АВИСМА» не соответствуют современным требованиям, либо отсутствуют.

## **1 Описание объекта исследования**

### **1.1 Краткая характеристика предприятия**

«АВИСМА» филиал ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА», расположено в г. Березники Пермского края.

«АВИСМА» - химико-металлургическое предприятие, занятое производством губчатого титана и титановых порошков, металлургического магния и сплавов на его основе, изделий из магниевых сплавов, изготовленных методом литья под давлением, а также химической продукции – тетрахлорид титана, пятиокись ванадия, оксихлорид ванадия, меднохлоридный модификатор, флюс бариевый.

В мировом производстве титановой губки «АВИСМА» занимает самый крупный сектор – около 30%. Губчатый титан, произведенный на предприятии, используется в качестве полуфабриката для изготовления титановой продукции более глубокой переработки – листы, профили, поковки, штамповки.

«АВИСМА» - крупнейший в России производитель металлургического магния и сплавов на его основе. Магний и его сплавы поставляются компаниям по производству автомобильных и авиакосмических деталей, морских судов и нефтегазопроводов.

В состав «АВИСМА» входит 17 цехов и 15 дочерних обществ, размещенных на территории промплощадки.

Среднесписочная численность работников (на 1.06.2014 г.) составляет 5694 человек.

На предприятии хорошо развито молодежное и спортивное движение, большое внимание уделяется организации досуга работников и их здоровью.

### **1.2 Описание системы электроснабжения**

Объектом исследования ВКР является существующая схема электроснабжения и учета электропотребления дочерних обществ «АВИСМА».

Система электроснабжения дочерних обществ АВИСМА:

Питание основной части дочерних обществ предприятия (ООО «АВИСМА - машиностроитель»; ООО «АВИСМА - Спецремонт»; ООО «АВИСМА - Строй»; ООО «АВИСМА - МетраТек»; ООО «Аналитик – А»; ООО «АВИСМА – ТрансАвто»; ООО «Спецодежда»; ЗАО «АВИСМА - Лес») выполнено с распределительной подстанции ГПП-3 АВИСМА.

Напряжение питания:  $\sim U = 10$  кВ, 50 Гц.

Комплектация ячеек РУ-10 кВ КП-3:

- вакуумный выключатель ВВ/TEL – 10 – 630;
- микропроцессорный блок МІСОМ Р123;
- трансформатор тока ТЛО-10-4;
- измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛ.06.10;
- ограничитель перенапряжений ОСР-12;
- счетчик эл.энергии Альфа А1000;
- приборы контроля и сигнализации.

Электропитание от ГПП-3 до трансформаторных подстанций потребителей (ТП-10/0,4 кВ) осуществляется по кабельным линиям 10 кВ, проложенным по эстакадам и в земле.

Электроснабжение отдельных потребителей (ООО «Авитранс»; ООО «Меридиан»; ООО «Солид»; ООО «АВИСМА – ТехноЭксперт») осуществляется с распределительных подстанций КП-6, КП-14 и КП-8 по кабельным линиям 10 кВ.

Схема электроснабжения дочерних обществ АВИСМА представлена на листе 1 графической части ВКР.

### **1.3 Анализ текущего состояния системы учета и постановка задачи**

На подстанции ГПП-3 сбор данных потребления электроэнергии с приборов учета выполняется автоматически, данные по контрольным кабельным линиям приходят в устройство сбора данных УСД, расположенное на ГПП-3, далее по каналу связи (контрольный кабель) уходят в серверную

ИВЦ АВИСМА, где обрабатываются в отчеты, отправляемые в экономический отдел и отдел главного энергетика.

Экономический отдел выполняет расчеты по электропотреблению в соответствии с договорами между АВИСМА и дочерними обществами, и предоставляет последним счета на оплату электроэнергии.

Сбор данных электропотребления на подстанции КП-6 (два потребителя: ООО «Солид» и ООО «АВИСМА-Техноэксперт») выполняется вручную, персоналом электротехнической лаборатории цеха № 43 АВИСМА. Далее, информация в виде отчетной документации отправляется в экономический отдел и дублируется в отдел главного энергетика.

Расчет между АВИСМА и дочерними обществами ООО «Авитранс» и ООО «Меридиан» осуществляется по показаниям приборов учета, установленным у потребителя, которые последний обязан предоставлять в экономический отдел предприятия ежемесячно.

Задачи решаемые в выпускной квалификационной работе:

1. Выделить зоны разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности;
2. Систематизировать и автоматизировать процесс сбора данных о потребляемой электроэнергии, ее качестве и электрических нагрузках;
3. Отслеживать потребление электроэнергии дочерними обществами, при необходимости выполнять отключение абонента от электросети;
4. Сократить потери электроэнергии и пресекать умышленное безучетное потребление;
5. Сократить затраты предприятия на оплату труда персонала, обслуживающего приборы учета.

## **2 Разработка автоматизированной системы мониторинга потребления электроэнергии**

### **2.1 Аналитический обзор в области учета электроэнергии**

Любая система автоматического мониторинга потребления электроэнергии состоит из стандартных блоков: счетчики, УСПД, оборудование связи и ПО.

Типы приборов учета могут применяться различные, от моделей с телеметрическим выходом до высокоточных интеллектуальных счетчиков. Существует огромное количество видов контроллеров, которые ведут сбор и хранение информации нижнего уровня. Функционал этих устройств заключается в сборе данных со счетчиков, их хранении и передаче на верхний уровень. Вместо обычно используемых связей «счетчик - контроллер» возможно применение различных многофункциональных измерительных приборов и стационарных анализаторов электрической энергии, которые в свою очередь могут использоваться как в паре с контроллером, так и иметь свою собственную память. Характеристики сервера также могут быть разнообразны.

Линии связи и передачи информации могут быть: проводные (интерфейсы *RS-232*, *RS-485*, *RJ-45*; телефонная линия, силовая линия) и беспроводные (*GSM*, *WiFi*, интернет).

Выбор зависит от дальности расположения точек учета от сервера и имеющихся каналов связи.

Программное обеспечение (ПО) также зависит от разветвленности схемы учета и контроля качества, набора выполняемых функций.

На сегодняшний день существует огромное количество фирм и предприятий на территории РФ, которые предлагают создание автоматизированной системы учета электроэнергии, позволяющей осуществлять автоматический сбор информации с приборов учета об объемах потребления и производства электроэнергии и ее параметрах на объекте автоматизации.

Предложений от различных производителей АСМПЭ сейчас много, хотя все условно могут быть поделены на две группы:

1. Системы со сбором телеметрической информации в энергосбыт (по силовой сети, радиоканалам, посредством телефонных или GSM-модемов и т.д.). Производители: Россия, г. Москва; АО «ЛЭМЗ»; Россия, г. Санкт-Петербург (АСКУЭ «Политариф-А»); Россия, г. Москва (АСКУЭ Р «Континиум»); Россия, г. Нижневартовск (АСКУЭ Спрут ) и др.

2. Системы на основе счетчиков с программируемыми смарт-картами и возможностью коммутации нагрузки. Производители: Россия, г. Нижний Новгород; Россия, г. Санкт-Петербург, (АСКУЭ КРЕДО-СМАРТ 500 ); Россия, г. Нижний Новгород (оборудование Solmo.SMART.EE ); Россия, г. Москва и др.

Основные существующие виды систем:

1. АССД – автоматизированные системы сбора данных о потреблении электроэнергии (устанавливаются на уже существующие у Заказчика приборы учета и регистраторы, за метрологию и функционирование приборов учета и регистраторов отвечает Заказчик).

2. АСТУЭ - автоматизированные системы технического учета электроэнергии (устанавливаются приборы учёта с заданными метрологическими характеристиками в соответствие с техническим заданием Заказчика, за функционирование приборов учета и регистраторов отвечает ООО "ТелеСистемы") - предназначены для внутреннего аудита и контроля потребления электроэнергии непосредственно на местах.

3. АСКУЭ - автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии (устанавливаются приборы учёта в соответствии с требованиями розничного рынка электроэнергии и энергоснабжающих организаций) - предназначены для проведения коммерческих расчетов с энергосбытовыми компаниями.

4. АИИС КУЭ - автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии для оптового рынка

электроэнергии и мощности. Соответствует всем требованиям оптового рынка электроэнергии.

Исходя из характеристик существующей системы электроснабжения и требований к новой системе учета потребления электроэнергии, проектируемая АСМПЭ должна состоять из стандартных блоков: счетчики, УСПД, оборудование связи и ПО. Функционал системы должен включать в себя сбор, хранение, учет, контроль, обработку и передачу данных от приборов учета, установленных на ПС ГПП-3 до АРМов пользователей в ОГЭ и экономической отдел предприятия «АВИСМА».

## **2.2 Технические решения по модернизации существующей системы**

В данном разделе ВКР предлагается модернизировать существующую схему сбора и учета данных электропотребления дочерними обществами «АВИСМА» с помощью создания автоматизированной системы мониторинга потребления электрической энергии, предназначенной для осуществления технического и коммерческого учета электроэнергии и мощности, непрерывного контроля текущих параметров качества электроэнергии и управления этими параметрами в случае выхода их из заданных пределов, а также формирования отчетных документов и их передачи.

Система должна включать в себя точки коммерческого учета и контроля качества на границах балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности для возможности денежного расчета, точки технического учета и оперативного контроля качества электроэнергии внутри предприятия.

Внедрение данной системы должно обеспечить:

- возможность отслеживания потребления электроэнергии каждым коммерческим предприятием;
- энергосбережение на предприятии АВИСМА;
- гарантированное поступление оплаты за всю потребляемую дочерними обществами электроэнергию;
- выполнение тарифного регулирования;

- возможность отключения от источника электроснабжения отдельно взятого потребителя (в случаях, предусмотренных договором);
- регулирование графика нагрузок энергосистемы;
- выявление потерь и нерациональных расходов электроэнергии;
- сокращение неучтенного электропотребления (коммерческих потерь);
- пресечение умышленного безучетного электропотребления;
- контроль качества электроэнергии;
- сокращение затрат на оплату труда персонала, выполняющего сбор и обработку данных коммерческого учета.

### 2.3 Принцип строения АСМПЭ

Согласно параметрам сети электроснабжения и схемы учета данных электропотребления, система будет построена на технических средствах, которые плавно сочетают в себе приемлемую ценовую категорию и необходимые метрологические характеристики. В качестве первичных измеряемых элементов использованы уже существующие трансформаторы тока (ТТ) и трансформаторы напряжения (ТН).

Существующие приборы учета на ГПП-3, счетчики А1000 заменяем на новые, с более высоким классом точности.

Электроснабжение отдельных потребителей (ООО «Меридиан»; ООО «Авитранс»; ООО «Солид» и ООО «АВИСМА-Техноэксперт») переводим на резервные ячейки ПС ГПП-3. Существующие и проектируемые точки питания данных потребителей представлены в таблице 1.

Таблица 1- Перевод потребителей на ПС ГПП-3

Наименование потребителя	Существующая точка питания	Точка питания на ГПП-3	Напряжение питания, кВ
ООО «Меридиан»	КП-8, II с.ш., яч. 18	I с. ш., яч. 25	10
ООО «Авитранс»	КП-14, I с. ш., яч. 7	I с. ш., яч. 17	10
ООО «Солид»	КП-6, I с.ш., яч. 8	II с. ш., яч. 34	10
ООО «Ависма-Техноэксперт»	КП-6, III с.ш., яч. 26	II с. ш., яч. 10	10

Все устройства сбора и передачи данных (УСПД) вновь устанавливаются. УСД на ПС ГПП-3 – существующее. Контроль качества электроэнергии на вводе ПС ГПП-3 осуществляют анализаторы качества электроэнергии, которые передают уже обработанную информацию на следующий уровень.

Управление электроприводами РПН и БСК производится автоматически приборами, которые обрабатывают полученную первичную информацию, принимают решение о требуемом действии и передают данные на операторский уровень. Линии связи – проводные (*RS-485*, *RJ-45*, телефонный кабель) и беспроводные (*GSM* связь, интернет).

Информационно-измерительная система, построенная на таких принципах, уже зарекомендовала себя как высоконадежная и экономически целесообразная.

АСМПЭ ПС ГПП-3 спроектирована в соответствии со следующими общими принципами:

1. АСМПЭ представляет собой единую многоуровневую распределенную систему измерительных и вычислительных средств, обеспечивающих решение требуемых функций учета и контроля качества электроэнергии.

2. Исходной информацией для системы служат данные, получаемые от счетчиков электрической энергии и приборов контроля электрических параметров энергии.

3. Сбор, обработка, накопление, хранение, отображение и передача информации о результатах измерений о состоянии средств измерений и объектов измерений производится с помощью сертифицированной и защищенной от несанкционированного доступа информационно-измерительной системы на основе программно-технического комплекса "ЭКОМ" производства фирмы "Прософт-системы" (г. Екатеринбург). [17]

4. Информация об электроэнергии и мощности, получаемая и циркулирующая в системе, привязана к единому астрономическому времени и обеспечивает единые временные срезы измеряемых и вычисляемых данных.

Уровни проектируемой АСМПЭ:

Первый (нижний) уровень – информационно-измерительные комплексы точек учета (ИИК ТУ) В системе предусматривается 12 точек коммерческого учета (дочерние общества), 10 технического учета (цеха предприятия), контроль качества электроэнергии, восстановление ПКЭ при необходимости с помощью автоматического регулирования ступеней РПН трансформаторов.

Каждый ИИК состоит из установленных на объектах контроля измерительных трансформаторов тока и напряжения (существующих), микропроцессорных счётчиков электроэнергии и оборудования связи со следующим уровнем системы.

Уровень ИИК обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение, предварительную обработку и хранение физических величин электроэнергии;
- регистрацию времени и привязку ко времени измеряемых величин, а также периодическую синхронизацию (коррекцию) времени;
- контроль состояния средств измерений и состояния измеряемой цепи (объекта измерений), а также самодиагностику компонент счетчика, регистрацию соответствующих событий и ведение журнала событий счетчика;
- удаленное и автономное конфигурирование и параметрирование (настройку) приборов;
- защиту данных и программ от несанкционированного доступа с помощью пароля и опломбирования;
- сохранность данных при отказах оборудования ИИК за счет энергонезависимой памяти и за счет дублирования данных в ИВКЭ на глубину 35 суток (не менее).

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) в составе устройства сбора и передачи данных

(УСПД) и коммуникационного оборудования. В качестве УСПД предусмотрен промышленный контроллер «Эком 3000», входящий в состав ПТК «ЭКОМ», асинхронный сервер *Moxa NPort*, устройства сбора импульсов *DAS* и *PLC* концентраторы УСД-2.01.

УСПД Эком-3000 и *NPort* обеспечивают сбор результатов измерений и журналов событий с ИИК по кодовому интерфейсу *RS-485* (30-ти минутные интервалы), расчет и архивирование информации в энергонезависимой памяти с привязкой к календарному времени, передачу этой информации на верхний уровень. Кроме того, обеспечивают функции контроля достоверности данных, защиты своих данных и программ от несанкционированного изменения, сохранности данных при отказах оборудования и пропадания питания, диагностику оборудования и каналов связи, ведение соответствующего журнала ИВКЭ.

В состав Эком-3000 входит *GPS*-приемник для автоматического приема сигналов точного времени и обеспечения единого времени АСМПЭ и для соответствующей синхронизации времени компонент АСМПЭ.

Накопленные данные хранятся в архивах УСПД. Архивы обновляются циклически и обеспечивают энергонезависимое хранение информации.

*PLC* концентратор УСД-2.01 позволяет получать данные по силовой сети 220 В и передавать информацию на верхний уровень по *GSM* сети.

Устройства сбора импульсных сигналов *DAS16DD* ведут сбор со счетчиков с телеметрическим выходом, также передают информацию на верхний уровень.

Третий (верхний) уровень системы – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает сервер АСМПЭ *HP ProLiant DL120 G6 X3430* под управлением *Windows Server 2008 R2 Standard Edition Russian*. Программное обеспечение сервера поставляется в составе программно-технического комплекса «ЭКОМ» и конфигурируется под конкретного пользователя. Оно включает сервер данных на основе *MS SQL Server* и сервер опроса, обеспечивающий взаимодействие компонент АСМПЭ.

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций: получение данных от ИВКЭ; математическую обработку данных и их архивирование и хранение; ведение баз данных нормативно-справочной информации и неструктурированных массивов; контроль достоверности архивируемых данных; управление доступом к базам данных, защиту данных и программ от несанкционированного изменения путем проверки прав пользователей по их паролям и логинам; выборку данных по запросам АРМов и для передачи необходимых данных; дистанционное конфигурирование приборов учета контроля и контроллеров.

Четвертый уровень системы образуют автоматизированные рабочие места (АРМ) пользователей системы. АРМы функционируют на персональных компьютерах в среде *Windows XP Professional*. АРМы подключаются к серверу АСМПЭ через ЛВС предприятия (ЛВС *Ethernet* протокол *TCP/IP*).

По каждому контролируемому интервалу выдаются текущие (30-минутные) значения потребленной активной и реактивной электроэнергии и мощности, архивированные и суммарные на заданном интервале значения, а также значения нарастающим по текущему интервалу итогом. Выдаются также ограничения на потребление электроэнергии на заданном интервале и ограничения на небалансы (в сравнении с соответствующими фактическими значениями). Оператору выдаются предупреждения о нарушении указанных ограничений.

### 3 Выбор оборудования

#### 3.1 Техническое оборудование АСМПЭ

##### *Измерительные трансформаторы тока и напряжения*

Используются существующие, т. к. по своим техническим характеристикам удовлетворяют требованиям проектируемой системы.

Трансформаторы тока – ТЛО-10; трансформаторы напряжения – ЗНОЛ.06.10У3.

##### *Счетчики электрической энергии*

###### 1. EA05RL-P1BN-4

Производитель - ООО "Эльстер Метроника". Все счетчики комплектуются платой хранения графиков нагрузки (ГН) и программируются на 30-ти минутное усреднение мощности. Глубина хранения ГН в счётчиках – более 45 суток. Каждый счетчик ЕвроАЛЬФА снабжен платой цифрового интерфейса RS-485, для подключения к коммуникационной аппаратуре и передачи данных на вышестоящие уровни. Питание счетчика осуществляется по цепям измерения [10].

Трехфазные счетчики ЕвроАЛЬФА по измерениям активной энергии соответствуют ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92) и по измерениям реактивной энергии соответствуют ГОСТ 26035-83 (МЭК 1208).

Краткие технические и метрологические характеристики счетчика:

- класс точности счетчика ЕвроАЛЬФА – 0,5;
- номинальный ток цепи измерения – 5,0 А. Порог чувствительности – 1 мА;
- номинальные напряжения цепи измерения -100-400 В (трехфазное).

Рабочий диапазон напряжений  $\pm 20 \% U_n$ ;

- среднесуточная погрешность по времени -  $\pm 0,5$  с/сут;
- диапазон рабочих температур от -40 °С до + 70 °С;
- количество тарифов – 4;
- время сохранения информации при отключении питания: 5 лет при плюс 25 °С; 2 года при плюс 60 °С;

- счетчики при поставке запрограммированы с  $k_{тт} = 1$  и  $k_{тн} = 1$ .

*Прибор контроля качества электроэнергии Simeans P 7KG7100*

Для измерения и регистрации основных параметров качества электрической энергии в однофазных двухпроводных, трехфазных трех- и четырехпроводных электрических сетях с номинальной частотой 50 Гц и 60 Гц, область применения - предприятия электрических сетей, электростанций, электрических подстанций, промышленные предприятия, метрологические службы, измерительные и испытательные лаборатории; предназначены для эксплуатации внутри закрытых помещений [14].

*Устройство регулирования напряжения трансформатора Сириус-2-РН*

Устройство регулирования напряжения трансформатора Сириус-2-РН предназначено для управления электроприводами РПН при автоматическом регулировании коэффициента трансформации силовых трансформаторов.

Устройство предназначено для установки на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций 3–500 кВ. Устройство предназначено для применения на подстанциях с плавно или резко изменяющейся нагрузкой [15].

Сириус-2-РН обеспечивает:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;
- коррекцию уровня регулируемого напряжения по току нагрузки;
- формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводами РПН;
- контроль исправности электроприводов РПН в импульсном режиме работы;
- одновременный контроль двух систем шин;
- оперативное переключение регулирования с одной системы шин на другую;
- блокировку работы и сигнализацию при обнаружении неисправности электропривода РПН;

- блокировку регулирования внешними релейными сигналами;
- блокировку регулирования при обнаружении перегрузки, превышении  $3U_0$  (или  $U_2$ ) или при пониженном измеряемом напряжении;
- оперативное изменение установки по напряжению поддержания с одного, заранее выбранного значения, на другое;
- измерение текущей ступени переключения РПН.

#### *Контроллер реактивной мощности Prophi*

Регулятор коэффициента мощности *Prophi* имеет оптимизированный способ контроля. Гибридное переключение (то есть комбинация конденсаторных контакторов и динамических тиристорных модулей для быстрого бесконтактного переключения конденсаторов) комбинирует преимущества быстрого переключения без возмущения электрической сети с преимуществами стоимости обычных устройств КРМ [16].

#### Технические параметры контроллера *Prophi*:

- Автоматическая конфигурация
- Отображение  $U, I, f, Q, P, S, \cos\varphi$  всех нечётных гармоник тока и напряжения, с 1 по 19ю
- Отображение косвенно измеренных токов конденсаторов
- Отображение количества включений каждой ступени
- Степень ограничения в % программируема для каждого уровня от 0-20 %
- Мощность конденсатора может быть задана вручную
- Датчик температуры для управления вентилятором
- Вход для трансформатора тока .../1 А и ...5 А
- Автоматическая или ручная конфигурация
- Защита паролем
- Внешнее переключение заданного  $\cos\varphi$
- Сигнальный выход программируется для

Интерфейс: Регулятор коэффициента мощности *Prophi* оборудован интерфейсом *RS485* в зависимости от варианта продукта. *Modbus RTU* или

*Profibus DPV0* протоколы доступны через *RS485*, для подключения *Prophi* или соединения его с устройствами ПЛК (*PLC*).

#### *Устройство сбора и хранения данных Эком-3000*

Контролер ЭКОМ-3000 внесен в Госреестр средств измерений под №17049-04. Контроллер может иметь до 14-ти последовательных портов (интерфейсы *RS-232*, *RS-422*, *RS-485*, ИРПС). Это позволяет одновременно опрашивать несколько десятков счетчиков (*RS-485* позволяет последовательно соединять до 32 приборов) и передавать данные сразу по нескольким направлениям [17].

Наличие встроенной энергонезависимой памяти до 128 Мб позволяет хранить коммерческую информацию в течение нескольких лет.

Блок обработки информации и обмена включает следующие функциональные модули (базовый набор):

- модуль процессора (x86 совместимый);
- каркас для установки модулей микро *PC*;
- источник питания.

Дополнительно могут быть установлены:

- модули ввода дискретных и числоимпульсных сигналов с гальванической развязкой;
- модули аналогового и частотного ввода; модули ввода сигналов от датчиков с выходом ИРПС;
- модули релейного вывода – до 7 модулей;
- клавиатура и буквенно-цифровой вакуумно-флюоресцентный дисплей 2x20.

Основные технические данные ЭКОМ-3000:

- процессор 386 совместимый;
- максимальное количество каналов – 200;
- емкость энергонезависимых архивов, не менее 16 Мб;

- встроенные последовательные интерфейсы *RS-232*, *RS-485*, модем, *Ethernet*;
- протокол приема/передачи *Modbus*-совместимый;
- рабочий диапазон температуры (- 20...+ 50) °С (в стальном корпусе – от -40 до + 50С);
- межповерочный интервал 48 месяцев.

*Модуль удаленного сбора и обработки данных с дискретных датчиков DAS16DD-RS485*

Устройство для сбора импульсных сигналов со счетчиков электрической энергии по интерфейсу *RS-485*.

Корпус 157x86x59 мм. Внешнее питание - 9..36 *V DC*. Потребляемая мощность не более 3 Вт [18].

*Устройство сбора данных УСД-2* - существующее.

*PLC-модем М-2.01*

*PLC-модем М-2.01* предназначен для передачи данных по силовой сети 220 В.

Модем поддерживает трехуровневый стек протоколов *Y-net* с автоматической адресацией и адаптивной маршрутизацией.

Скорость передачи данных:

- в канале *PLC*- 2400 бит/с;
- по интерфейсу - до 1 кбит/с.

Интерфейсы:

- однофазная низковольтная сеть 230В промышленной частоты;
- *RS-485*, скорость – от 300 до 115200 бит/с с битом контроля четности и без него.

Количество счетчиков электроэнергии, подключаемых по *RS-485* - до 256, в зависимости от характеристик подключаемых приборов.

Дальность связи точка-точка - до 2 км.

Размер передаваемого пакета - не более 79 байт.

Количество точек ретрансляции в маршруте - до 7.

Размер сети:

- количество модемов в логической подсети - не менее 1400;
- количество логических подсетей - не менее 1000.

Электропитание:

- напряжение питания - от 85 до 265 В;
- потребляемая мощность - не более 10 ВА, 2 Вт.
- частота сети – от 47,5 до 52,5 Гц.

Диапазон рабочих температур – от минус 40 до плюс 60 оС.

Габаритные размеры - не более 70x86x58 мм. Масса – 0,55 кг. Средний срок службы – 15 лет. Корпус – вариант исполнения для монтажа на *DIN*-рейку.

Преобразователь интерфейса *MOXA NPort 5650* - 8-портовый асинхронный сервер *RS-422/485* в *Ethernet* [20].

*Маршрутизатор SHDSL.bis ZyXel P-791R v2*

*P-791R v2* — это маршрутизатор *G.SHDSL.bis*, предоставляющий по одной медной паре надежную высокоскоростную связь между локальными сетями и доступ к Интернету. Помимо других преимуществ, стандарт *G.SHDSL.bis* поддерживает одинаково высокую скорость передачи и приема на относительно больших расстояниях, что отличает его от *ADSL* и *VDSL*. Маршрутизатор *P-791R v2* обеспечивает симметричную скорость связи до 5,69 Мбит/с [21].

В зависимости от настроек, *P-791R v2* можно использовать как для *IP*-маршрутизации, так и для установки моста. С целью организации виртуальных локальных сетей и разграничения доступа абонентов, *P-791R v2* позволяет прозрачным образом передавать по *SHDSL*-каналу трафик 802.1q.

Основным применением *P-791R v2* является создание простых и высокоскоростных двухточечных соединений по одной медной паре между двумя территориально разнесенными сетями. Кроме этого, *P-791R v2* может использоваться как абонентский модем *SHDSL.bis* для подключения к 2-портовому маршрутизатору *P-793H*, когда *P-793H* в 2-проводном режиме

обеспечивает подключение к центральному офису сразу двух удаленных филиалов компании (режим *2wire-2line*).

Источник бесперебойного питания *APC Smart-UPS SC 420VA 230V*

ИБП *APC Smart UPS SC* идеально подходит для небольших и средних компаний, стремящихся защитить свои серверы начального уровня и сетевое оборудование от нарушений и отключений электропитания. Время работы – до 40 мин [22].

#### Сервер системы

Для ИВК предлагается сервер в промышленном исполнении в варианте: *HP ProLiant DL120 G6 X3430 2.40 ГГц*.

Программное обеспечение сервера включает *MS Windows Server 2008 R2 Standard Edition Russian, MS SQL Server*, специальное программное обеспечение ИВК, поставляемое в составе ПТК "ЭКОМ".

При проектировании комплекса технических средств (КТС) АСМПЭ ПС ГПП-3 «АВИСМА» использована следующая информация:

- паспорта-протоколы измерительных каналов (ИК);
- акты ревизии ИК;
- требования технического задания к КТС.

Комплекс технических средств выбран исходя из следующих критериев:

- выполнение требований технического задания (метрологических требований, требованиям надежности, защищенности, безопасности, сохранности и достоверности данных, а также требований функциональной полноты);
- общей стоимости приобретения, монтажа, наладки и эксплуатации оборудования;
- современного технического уровня оборудования.

Исходя из этих критериев проектируемая АСМПЭ базируется на программно-техническом комплексе (ПТК) «ЭКОМ» производства ООО «НПФ Прософт-Системы» г. Екатеринбург. ПТК «ЭКОМ» включает промышленный контроллер (УСПД) Эком 3000 с предустановленным программным

обеспечением учета энергоресурсов, а также программное обеспечение сервера ИВК и автоматизированных рабочих мест (АРМ).

В соответствии с функциональной четырехуровневой структурой ее технические средства также имеют трехуровневую структуру.

К техническим средствам нижнего уровня – информационно-измерительных комплексов точек учета (ИИК ТУ) – относятся измерительные трансформаторы тока и напряжения, многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии, анализаторы качества ЭЭ и автоматические регуляторы.

К техническим средствам среднего уровня – информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ) – относится УСПД «Эком-3000», *DAS16DD-RS485*, УСД-2.01 и каналобразующая аппаратура.

К техническим средствам верхнего уровня – информационно-вычислительного комплекса (ИВК) – относятся сервер и средства обмена информацией с внешними системами, а также персональные компьютеры АРМов.

В состав четвертого уровня входят АРМы пользователей системы и существующие каналы связи ЛВС с сервером.

Под полную замену попадают 18 индукционных счетчиков электроэнергии типа А1000, с целью повышения класса точности приборов учета. Дополнительно устанавливаются еще 4 счетчика для вновь подключаемых потребителей.

Сбор импульсных сигналов организуется с помощью модуля *DAS16DD*. Маршрутизатор *ZyXel P-791R v2* связывает верхний уровень со средним.

Для оборудования в шкафах учета на ПС в случае отключения питания предусмотрены источники бесперебойного питания (ИБП).

К техническим средствам системы обеспечения единого времени (*СОЕВ*) относятся средства измерения и система синхронизации времени *GPS*.

Структурная схема комплекса технических средств АСМПЭ ПС ГПП-3 «АВИСМА» приведена на листе 4 графической части.

Электропитание и мероприятия по защите устанавливаемого оборудования приведены в приложении Е.

#### Каналы коммуникаций.

АСМПЭ ПС ГПП-3 «АВИСМА» обеспечивает прием/передачу информации между электросчетчиками и УСПД по каналам телекоммуникаций следующих видов:

- выделенный 2-х проводной канал со скоростью 9600бит/с и более;
- коммутируемый беспроводной канал со скоростью не менее 9600 бит/с по сети *GSM*.

В аварийных случаях допускается снятие информации с электросчетчиков при помощи ПК (ноутбука) и специального ПО.

Интерфейс RS-485 используется для считывания технической информации с УСПД и счетчиков электроэнергии. Длина линии связи между конверторами – до 1,2 км при сопротивлении жил до 190 Ом/км и емкости до 0.1 мкФ/км при скорости обмена 115000 бит/с.

Сетевой интерфейс используется для удаленного программирования УСПД, для сопряжения с ЛВС предприятия и сопряжения с АРМ. Физическая среда – в соответствии со стандартом *Ethernet*, максимальное удаление абонентов сети – 1,2 км, максимальная скорость обмена – 10 Мбит/с.

#### Система единого времени.

Система единого времени реализована с использованием приемника *GPS*. Устройство *GPS* входит в состав УСПД «Эком-3000» и синхронизирует внутренние часы УСПД. Сервер ИВК и электросчетчики синхронизируются по внутренним часам УСПД. Погрешность коррекции времени электросчетчиков не более  $\pm 5$  сек в сутки.

#### Питающие линии 10 кВ

Кабельные линии от потребителей ООО «Меридиан»; ООО «Солид» и ООО «Ависма-Техноэксперт» до ПС ГПП-3 используются существующие, марка кабелей: ААБл-10, сечение 3х95 кв. мм. Длина существующих кабелей больше необходимой длины для перевода питания на ПС ГПП-3; состояние

кабелей – удовлетворительное. Трасса прокладки кабелей меняется частично, кабели прокладываются по существующим эстакадам и строительным конструкциям.

Кабельная линия от ООО «Авитранс» до ПС ГПП-3: кабель ААБл-10 3х95 кв. мм, состояние удовлетворительное, длины кабеля не достаточно. Устанавливаем соединительную муфту ЗСТп-10-70/120, ГОСТ 13781.0-86, дополнительно заказываем 80 м кабеля ААБл-10. Трасса прокладки частично меняется, кабель прокладывается открыто по существующим кабельным эстакадам на территории предприятия «АВИСМА».

### **3.2 Характеристика программного обеспечения**

В соответствии с проектируемой АСМПЭ ПС ГПП-3 «АВИСМА» в состав ПО этой системы входят: ПО ИИК, ПО ИВКЭ и ПО ИВК.

#### Информационно-измерительный комплекс.

Счетчики электрической энергии поставляются вместе со встроенным программным обеспечением.

Обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение и вычисление данных о потребленной электроэнергии и мощности;
- самодиагностику и ведение журнала событий;
- дистанционное конфигурирование;
- защиту от НСД;
- хранение и передачу на вышестоящий уровень измерительной и диагностической информации.

#### Информационно-вычислительный комплекс электроустановки.

Программное обеспечение поставляется комплектно производителем.

ИВК электроустановки обеспечивает:

- связь со счетчиками электроэнергии;
- сбор информации со счетчиков;

- расчет текущих и интегральных значений количества электроэнергии и мощности;
- обработку принятой информации в соответствии с установленными параметрами;
- ведение журнала событий УСПД;
- хранение и передачу на вышестоящий уровень измерительной и диагностической информации;
- периодическую синхронизацию времени в УСПД и в обслуживаемых УСПД счетчиках электроэнергии;
- периодический контроль правильности текущего времени в счетчиках, запись в журнале событий информации о превышении допустимого отклонения времени от эталонного и установка дополнительного признака качества измеренных данных;
- самодиагностику УСПД;
- защиту от несанкционированного доступа;
- выработку текущего астрономического времени и календаря с погрешностью не более 5 с в сутки;
- непрерывную работу часов при отключенном питании;
- сохранность памяти программ и данных при отключении питания на время до 10 лет;
- архивирование информации в архивах двух главных типов, каждый из которых настраивается на глубину архивирования 1500 значений на каждый канал;
- защиту паролем программного обеспечения и измерительной информации.

#### Измерительно-вычислительный комплекс.

Программное обеспечение верхнего уровня состоит из двух частей:

1. Программный комплекс (ПК) «Энергосфера» – интегрированная среда разработки, включающая набор программ:
  - программа «БД ЭКОМ» – Сервер опроса»,

- «Модуль администрирования» (*AdCenter*),
- «Редактор АРМ» (*AdmTools*),
- «Модуль оперативного контроля» (*ControlAge*),
- «Модуль экспорта/импорта» (*ExpImp*),
- система графического интерфейса с оператором (иерархический набор мнемосхем со средствами навигации по ним)

2. Общесистемное ПО ПК, которое включает:

- ОС *MS Windows 2000/2003/2008 Server* для базы данных и сервера опроса
- ОС *MS Windows (2000/XP)* для клиентов базы данных
- *MS SQL Server 2005* для создания базы данных
- библиотеки драйверов *ADO* и (или) *BDE* для клиентов базы данных
- программы *Word, Excel* из состава *MS Office* для формирования выходных документов.

Структура ПО АСМПЭ представлена в приложении А.

Состав и назначение информационного обеспечения.

В состав информационного обеспечения входят:

- база данных с результатами измерений (30-минутные интервалы) по всем точкам учета за период времени не менее 6 месяцев;
- база данных с журналами событий всех ИИК (по контролируемым средствам измерений), с журналами событий ИВКЭ и ИВК;
- перечень каналов сбора данных с указанием наименования присоединения, типа;
- счетчика, коэффициентов трансформации ТТ и ТН, признака активной- реактивной мощности, признака приёма-отдачи, вида учёта;
- номинальные параметры контролируемого оборудования;
- программа конфигурации ЭКОМ-3000 (ПТК ЭКОМ «Конфигуратор УСПД» Руководство оператора);
- программа просмотра и настройки архивов ЭКОМ-3000 (ПТК ЭКОМ «Архив» Руководство оператора);

- программа для сбора информации с ЭКОМ-3000 (ПТК ЭКОМ «Сервер опроса» Руководство пользователя);
- программа визуализации, вывода на печать показателей выработки и потребления электроэнергии (ПТК ЭКОМ АРМ «Энергосфера» Руководство по эксплуатации);
- макеты выходных документов, отражающих информацию о потребителях электроэнергии;
- электронные технические, нормативные и эксплуатационные документы по АСМПЭ в электронном виде.

#### Организация информационных потоков.

Информационные потоки учета и контроля организованы посредством использования счетчиков, УСПД и *SQL*-сервера.

УСПД периодически опрашивают счетчики и приборы контроля электроэнергии, анализируют полученную информацию на достоверность, контролируют исправность каналов связи и передают полученные данные в ИВК.

ИВК ведет расчет, накопление и хранение в архивах данных суммарных и средних значений параметров, формирование различного типа архивов и их энергонезависимое хранение с привязкой к реальному времени, передачу информации *SQL*-серверу баз данных АСМПЭ.

По запросу с АРМ «Энергосфера» *SQL*-сервер передает информацию о показателях энергопотребления и состоянии объекта в запрашиваемых разрезах.

Схема каналов связи АСМПЭ представлена на листе 3 графической части.

### **3.3 Выводы по главе 3**

В данной главе был произведен выбор технического оборудования и программного обеспечения, входящего в состав автоматической системы мониторинга потребления электроэнергии на ПС ГПП-3 «АВИСМА»; приведены его краткие характеристики и выполняемые функции.

Была описана организация информационных потоков между уровнями АСМПЭ,

## **4 Функциональная структура АСМПЭ**

### Элементы функциональной структуры.

Функции и операции, выполняемые подсистемами, и их распределение по функциональным комплексам приведены ниже в таблице Б1 приложения Б.

### Автоматизированные функции и операции.

Уровень автоматизации АСМПЭ ПС ГПП-3 является достаточно высоким.

Измерение первичных параметров потребления и качества электроэнергии осуществляется в автоматическом режиме. Токи и напряжения в силовых линиях переменного тока измеряются при помощи измерительных трансформаторов тока (ТТ) и измерительных трансформаторов напряжения (ТН) соответственно.

В микропроцессорных приборах осуществляется аналогово-цифровое преобразование входных импульсов тока и напряжения в физические величины. В заданные моменты времени (через каждые 30 минут) происходит расчет приращений активной и реактивной электроэнергии и усредненной на указанном интервале мощности.

Передача измеренных данных и записей журнала событий в ИВКЭ осуществляется по запросу, поступающему из ИВКЭ.

Автоматически регистрируются изменения состояния средств измерений и объекта измерений (элемента силовой сети, на которой расположена точка учета и контроля). По изменению состояний формируется журнал событий. Осуществляется автоматическая самодиагностика измерительного блока, вычислительного блока, таймера, блока питания, дисплея и блока памяти (с формированием обобщенного сигнала успешности или не успешности диагностики).

Автоматически измеряется время, и привязываются значения измеряемых параметров и регистрируемых событий к времени их регистрации. Периодически (раз в сутки) или по команде оператора АРМа осуществляется

синхронизация времени ИИК со временем ИВКЭ для обеспечения единого календарного времени системы.

Периодически и по команде оператора последовательно считывается текущая и накопленная информация. Собранная информация консолидируется (объединяется) и запоминается в контроллерах второго уровня.

Сервер ИВК автоматически (при организации сеансов связи) контролирует состояние каналов связи и своего оборудования. Соответствующие события (изменение состояния, включая ошибки и отказы) записываются в собственный журнал событий сервера.

Сервер данных автоматически измеряет время и регистрирует время записи данных, полученных от ИВКЭ и время возникновения контролируемых им событий. Периодически (раз в сутки) или по команде оператора АРМа осуществляется синхронизация времени сервера с временем ИВКЭ.

Формирование и выдача текущих данных, отчетов и сигнальных сообщений операторам осуществляются в диалоге с человеком. Диалог включает навигацию по видеокдрам, их отображение и изменение, ввод информации в поля видеокдра, выдачу всплывающих подсказок и работу со справочной системой.

Отчетные данные представляют собой графики потребления электрической энергии и мощности в заданных разрезах, связанных с группировкой ИИК и с интервалами времени.

Текущие данные представляют собой значения физических величин, получаемые в счетчике и текущие состояния заданных средств измерений и объектов измерений, а также оборудования ИВКЭ и ИВК. К средствам измерения относятся измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики и каналы связи ИИК с ИВКЭ.

Сигнальные сообщения оператору включают сообщения об отказах оборудования, сообщения о выходе величин электропотребления за заданные пределы, сообщения об ошибочных действиях оператора и всплывающие подсказки.



## 5 Метрологические характеристики автоматизированной системы

Метрологические характеристики автоматизированной системы определяются параметрами входящих в нее средств измерений, влияющих на результат и погрешность измерений электроэнергии и мощности

По влиянию на средства измерения погрешности подразделяются на случайные и систематические. При определении предела допускаемой относительной погрешности измерительного комплекса (измерительного канала) все составляющие погрешности компонент ИИК принимаются случайными.

В качестве характеристик используют среднеквадратические отклонения взаимно некоррелированных случайных составляющих погрешности измерений с неизвестными законами распределения, условно принятыми равномерными. Они и представляют собой нормируемые метрологические характеристики компонент системы.

Характеристику суммарной погрешности измерительного канала нормируют путем установления предела допускаемой относительной погрешности измерительного канала в предусмотренных рабочих условиях применения и при доверительной вероятности, равной 0,95.

Суммарная погрешность измерительного канала складывается из погрешностей, вносимых его отдельными элементами (трансформаторами тока, трансформаторами напряжения, счетчиками, линиями связи между трансформаторами и счетчиками).

Предел допускаемой относительной погрешности измерительного комплекса при измерении электрической энергии вычисляют согласно РД 153-34.0-11.209-99 [24].

Для активной энергии:

$$\delta_W = \pm 1,1 \sqrt{\delta_J^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{II}^2 + \delta_{co}^2 + \sum \delta_{ci}^2 + \delta_T^2};$$

$$\delta_\theta = 0,029 \sqrt{\theta_J^2 + \theta_U^2} \sqrt{1 - \cos^2 \varphi} / \cos \varphi,$$

Для реактивной энергии:

$$\delta_{\theta} = 0,029 \sqrt{\theta_J^2 + \theta_U^2} \cos \varphi / \sqrt{1 - \cos^2 \varphi},$$

где  $\delta_J$  - предел допускаемой токовой погрешности трансформатора тока;  $\delta_U$  - предел допускаемой погрешности напряжения трансформатора напряжения;  $\delta_{\theta}$  - погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей трансформатора тока  $\theta_J$  и трансформатора напряжения  $\theta_U$ ;  $\delta_o$  - погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения;  $\delta_{c.0}$  - основная относительная погрешность счетчика;  $\delta_{cj}$  - дополнительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины;  $\cos \varphi$  - коэффициент мощности контролируемого присоединения;  $\delta_T$  - погрешность рассинхронизации при измерении текущего астрономического времени. Точность хода встроенных энергонезависимых часов электронного счетчика составляет  $\pm 5,0$  с в сутки.

Расчет дополнительных погрешностей счетчика проводится для следующих влияющих величин:

- температура окружающей среды;
- первичное напряжение;
- частота тока.

Индукция внешнего магнитного поля является пренебрежимо малой.

Общая формула расчета дополнительных погрешностей:

$$\delta_{cj} = k_j \cdot \xi_j,$$

где  $k_j$  – функция (коэффициент) влияния j-ой влияющей величины;  $\xi_j$  - максимальные отклонения соответствующих влияющих величин.

В нашем случае  $k_u$  – коэффициент влияния от изменения первичного напряжения присоединения,  $k_t$  – коэффициент влияния от изменения температуры и  $k_f$  – от изменения частоты тока.

Определим функции влияния с учетом ГОСТ 30206-94.

При  $\cos\varphi = 1$ :  $k_u = 0,2$ ,  $k_t = 0,03$  на интервале от  $0,05 \cdot I_{ном}$  до  $I_{макс}$  (обычно  $1,2 I_{ном}$ ),  $k_f = 0,2$  на интервале от  $0,1 \cdot I_{ном}$  до  $I_{макс}$  (прямая линия).

При  $\cos\varphi = 0,5$ :  $k_u = 0,4$ ,  $k_t = 0,05$  на интервале от  $0,1 \cdot I_{ном}$  до  $I_{макс}$  (обычно  $1,2 I_{ном}$ ),  $k_f = 0,2$  на интервале от  $0,1 \cdot I_{ном}$  до  $I_{макс}$  (прямая линия).

Определим функции влияния для  $\cos\varphi = 0,8$  методом линейной интерполяции:

$$y(x) = y(x_0) + (x-x_0) \cdot (y(x_1) - y(x_0)) / (x_1 - x_0),$$

где  $x_0$ ,  $x_1$  - начальное и конечное значения, между которыми изменяется переменная  $x$  (интервал интерполяции). У нас интервал интерполяции переменной  $\cos\varphi$  равен  $0,5 - 1,0$ . Подставляя соответствующие значения в общую формулу, получаем:  $k_u(0,8) = 0,28$ ;  $k_f(0,8) = 0,2$ ;  $k_t(0,8) = 0,038$  на интервале от  $0,1 \cdot I_{ном}$  до  $I_{макс}$ .

Для напряжения (с учетом нормативов качества поставляемой электроэнергии) в нормальных рабочих условиях максимальное отклонение не превышает 3 % от номинального значения. В таком случае,  $\delta_{cu} = 0,6$  при  $\cos\varphi = 1$ ;  $\delta_{cu} = 0,84$  при  $\cos\varphi = 0,8$ .

Для частоты такая же оценка дает наибольшее значение отклонения в 2 %. Исходя из этого,  $\delta_{cf} = 0,4$ .

Температура в помещениях, где будут располагаться счетчики, отклоняется от нормального значения ( $20^\circ\text{C}$ ) не более, чем на  $5^\circ\text{C}$ . Тогда,  $\delta_{ct} = 0,15$  при  $\cos\varphi = 1$ ;  $\delta_{ct} = 0,19$  при  $\cos\varphi = 0,8$ .

В итоге получаем:

$$\Sigma \delta_{cj2} = 0,5425 \text{ при } \cos\varphi = 1 \text{ и на интервале от } 0,05 \cdot I_{ном} \text{ до } I_{макс};$$

$$\Sigma \delta_{cj2} = 0,9017 \text{ при } \cos\varphi = 0,8 \text{ и на интервале от } 0,1 \cdot I_{ном} \text{ до } I_{макс}.$$

Нормы относительной погрешности измерения по каждому ИИК ТУ в соответствии с требованиями технического задания не должны превышать:

1. Для значений  $\cos\varphi$  в интервале  $0,8 \div 1$ :

- для области нагрузок до 2 % (относительная величин нагрузки ТТ) не нормируется;

- для области малых нагрузок (2 – 20 % включительно) не хуже 2,9 %;
- для диапазона нагрузок 20 – 120 % не хуже 1,7 %.

2. Для значений  $\cos\varphi$  в интервале 0,5÷0,8:

- для области нагрузок до 2 % (относительная величин нагрузки ТТ) не нормируется;
- для области малых нагрузок (2 – 20 % включительно) не хуже 5,5 %;
- для диапазона нагрузок 20 – 120 % не хуже 3,0 %.

Значения предела допускаемых относительных погрешностей ИИК рассчитаны для значений первичного тока, равных 100 % от  $I_{ном}$ . Расчет значений погрешностей ведется при  $\cos\varphi=1$ . В расчетах взята максимальная допустимая (по требованиям ПУЭ) погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения – 0,25%. Реальная погрешность будет значительно меньше из-за небольшой длины линий присоединения.

Значения класса точности выбранных средств измерений:

- 0,5s для всех ТТ;
- 0,5 для всех ТН;
- 0,5s для всех счетчиков.

Результаты расчета сведены в таблицы 2 и 3. Эти результаты укладываются в заданные ограничения, что свидетельствует о корректном учете потребления электрической энергии предприятием. Введённая автоматизированная система будет выводить достоверную информацию, что позволит эффективно управлять электропотреблением: составлять планы потребления, распределять нагрузки внутри предприятия, отслеживать потребление вторичных абонентов.

Таблица 2 - Исходные данные для расчета метрологических характеристик измерительных каналов

№ п/ п	№ яч ей ки	Наименование ТУ	Счетчик		Трансформатор напряжения				Трансформатор тока			
			тип	точность	тип	кол-во	класс точности	коэф-т трансформации	тип	кол-во	класс точности	коэф-т трансформации
Коммерческий учет												
1	10	ООО «Ависма-Техноэксперт»	EA05RL-P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	$10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ТЛО-10	3	0,5s	200/5
2	12	ООО «АВИСМА-Лес»	EA05RL-P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	$10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ТЛО-10	3	0,5s	150/5
3	16	ООО «АВИСМА-МетрАТек»	EA05RL-P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	$10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ТЛО-10	3	0,5s	100/5
4	24	ООО «АВИСМА-ТрансАвто»	EA05RL-P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	$10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ТЛО-10	3	0,5s	100/5
5	30	ООО «АВИСМА-Машиностроитель»	EA05RL-P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	$10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ТЛО-10	3	0,5s	100/5

Таблица 2 - Исходные данные для расчета метрологических характеристик измерительных каналов

№ п/п	№ ячеек	Наименование ТУ	Счетчик		Трансформатор напряжения				Трансформатор тока			
			тип	точность	тип	кол-во	класс точности	коэф-т трансформации	тип	кол-во	класс точности	коэф-т трансформации
6	34	ООО «Солид»	EA05RL-P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	10000/√3/ 100/√3	ТЛО-10	3	0,5s	100/5
7	9	ООО «АВИСМА-Строй»	EA05RL-P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	10000/√3/ 100/√3	ТЛО-10	3	0,5s	200/5
8	13	ООО «АВИСМА-Спецремонт»	EA05RL-P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	10000/√3/ 100/√3	ТЛО-10	3	0,5s	100/5
9	17	ООО «Авитранс»	EA05RL-P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	10000/√3/ 100/√3	ТЛО-10	3	0,5s	100/5
10	23	ООО «Аналитик-А»	EA05RL-P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	10000/√3/ 100/√3	ТЛО-10	3	0,5s	100/5
11	25	ООО «Меридиан»	EA05RL-P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	10000/√3/ 100/√3	ТЛО-10	3	0,5s	100/5

Таблица 2 - Исходные данные для расчета метрологических характеристик измерительных каналов

№ п/п	№ ячеек	Наименование ТУ	Счетчик		Трансформатор напряжения				Трансформатор тока			
			тип	точность	тип	кол-во	класс точности	коэф-т трансформации	тип	кол-во	класс точности	коэф-т трансформации
12	31	ООО «Спецодежда»	EA05RL-P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	10000/√3/ 100/√3	ТЛО-10	3	0,5s	100/5
Технический учет												
13	14	Цех №43, Т-2	EA05RL-P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	10000/√3/ 100/√3	ТЛО-10	3	0,5s	100/5
14	20	Цех №31, ТП3-2	EA05RL-P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	10000/√3/ 100/√3	ТЛО-10	3	0,5s	100/5
15	26	Цех №35, ТП6-2	EA05RL-P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	10000/√3/ 100/√3	ТЛО-10	3	0,5s	100/5
16	28	Цех №35, ТП6-3	EA05RL-P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	10000/√3/ 100/√3	ТЛО-10	3	0,5s	100/5
17	32	Цех №31, ТП3-3	EA05RL-P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	10000/√3/ 100/√3	ТЛО-10	3	0,5s	150/5
18	11	Цех №31, ТП3-2	EA05RL-	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	10000/√3/	ТЛО-10	3	0,5s	100/5

Таблица 2 - Исходные данные для расчета метрологических характеристик измерительных каналов

№ п/ п	№ яч ей ки	Наименование ТУ	Счетчик		Трансформатор напряжения				Трансформатор тока				
			тип	точность	тип	кол-во	класс точности	коэф-т трансформации	тип	кол-во	класс точности	коэф-т трансформации	
			P1BN-4						$100/\sqrt{3}$				
19	15	Цех №31, ТП3-3	EA05RL- P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	$10000/\sqrt{3}/$ $100/\sqrt{3}$	ТЛО-10	3	0,5s	150/5	
20	27	Цех №35, ТП6-3	EA05RL- P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	$10000/\sqrt{3}/$ $100/\sqrt{3}$	ТЛО-10	3	0,5s	100/5	
21	29	Цех №35, ТП6-2	EA05RL- P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	$10000/\sqrt{3}/$ $100/\sqrt{3}$	ТЛО-10	3	0,5s	100/5	
22	33	Цех №43, Т-2	EA05RL- P1BN-4	0,5S	ЗНОЛ	3	0,5	$10000/\sqrt{3}/$ $100/\sqrt{3}$	ТЛО-10	3	0,5s	100/5	

Таблица 3 - Расчет относительных погрешностей измерительных комплексов при I=100% (Iном), cos φ=1

№ п/п	Наименование присоединения	Составляющие суммарной погрешности											Суммарная погрешност ь		
		$\delta_L$ , %	$\theta_L$ ,ми н	cos φ	$\delta_U$ , %	$\theta_U$ , мин	$\delta_\theta$ ,%		$\delta_L$ ,%	$\delta_{с.о.}$ ,%		$\sum \delta_{с.г}^2$ , %	$\delta_T$ ,%	$\delta_w$	
							акт ив	реак		акти в	реа к			акти в	реак
Коммерческий учет															
1	ООО «Ависма-Техноэксперт»	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164
2	ООО «АВИСМА-Лес»	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164
3	ООО «АВИСМА-МетрАТек»	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164
4	ООО «АВИСМА-ТрансАвто»	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164
5	ООО «АВИСМА-Ма- шиностроитель»	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164
6	ООО «Солид»	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164
7	ООО «АВИСМА-Строй»	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164
8	ООО «АВИСМА- Спецремонт»	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164
9	ООО «Авитранс»	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164
10	ООО «Аналитик-А»	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164

№ п/п	Наименование присоединения	Составляющие суммарной погрешности												Суммарная погрешность	
		$\delta_L$ , %	$\theta_L$ , ми н	cos $\varphi$	$\delta_U$ , %	$\theta_U$ , мин	$\delta_\theta$ , %		$\delta_L$ , %	$\delta_{с.о.}$ , %		$\sum \delta_{ej}^2$ , %	$\delta_T$ , %	$\delta_w$	
							акт ив	реак		акти в	реа к			акти в	реак
11	ООО «Меридиан»	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164
12	ООО «Спецодежда»	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164
Технический учет															
13	Цех №43, Т-2	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164
14	Цех №31, ТП3-2	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164
15	Цех №35, ТП6-2	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164
16	Цех №35, ТП6-3	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164
17	Цех №31, ТП3-3	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164
18	Цех №31, ТП3-2	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164
19	Цех №31, ТП3-3	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164
20	Цех №35, ТП6-3	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164
21	Цех №35, ТП6-2	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164
22	Цех №43, Т-2	0,5	30	1	0,5	20	0	0	0,25	0,5	0,5	0,5425	0,006	1,164	1,164

## **6 Технико-экономическое обоснование внедрения АСМПЭ**

Эффективность применения комплекса учета и контроля качества электроэнергии с применением технических и программных средств автоматизации приводит к повышению следующих технико-экономических показателей:

1. Снижение потребления электрической энергии за счет её высокоточного и оперативного учета.
2. Контроль соблюдения заданного режима потребления электроэнергии.
3. Контроль и поддержание в заданных пределах показателей качества электроэнергии согласно ГОСТ 1310-97.
4. Улучшение условий труда.

Контроль потребляемой энергии с соблюдением её качественных показателей также является приоритетным направлением в развитии предприятия. Мониторинг качества, объемов потребления электрической энергии является одной из важных мер на пути предприятия на пути к энергосбережению и энергоэффективности.

Под инвестициями в широком смысле понимаются денежные средства государства, предприятий и физических лиц, направляемые на создание, обновление основных фондов, расширение действующих производственных мощностей (реальные), а также на приобретение акций, облигаций и других ценных бумаг и активов (портфельные). В нашем случае реальные инвестиции или капитальные вложения предприятия – это затраты на приобретение, монтаж и наладку оборудования, а по направлению использования – производственные капитальные вложения (направляются на развитие предприятия).

Стоимость капитальных вложений состоит:

1. Стоимость материалов и покупных изделий (К).
2. Стоимость монтажных и пуско-наладочных работ.
3. Стоимость проектных работ.

Стоимость материалов и покупных изделий представлена в таблице 4.

Таблица 4 Стоимость материалов и покупных изделий

Наименование изделия	Ед. измерения	Цена с НДС, руб	Кол-во	Сумма, руб
Программное обеспечение	шт.	324600	1	324600
Оборудование	шт.	753730	1	753730
Материалы	шт.	40344	1	40344
Итого:				1118674

Стоимость монтажных и пуско-наладочных работ определяется как 20 % от стоимости комплекса материалов. Таким образом, затраты составят 250923 руб.

Стоимость проектных работ, которые включает в себя затраты на заработную плату проектировщика и отчисления на социальное страхование.

Полная заработная плата проектировщика определяется по формуле:

$$Z_{п} = Z_{о} + Z_{о} \cdot 0,2 + 0,15 \cdot Z_{о} + Z_{о} \cdot 0,2,$$

где  $Z_{о}$  – основная зарплата;  $Z_{о} \cdot 0,15$  – районный коэффициент 15 %;  $Z_{о} \cdot 0,2$  – дополнительная зарплата 20 %.

Основная зарплата:

$$Z_{о} = C_{т} * T,$$

где  $C_{т}$  – часовая тарифная ставка;  $T$  – время, потраченное на разработку.

Отчисления на социальное страхование и единый социальный налог составляет 26,2 % от полной заработной платы проектировщика:

$$O_{сс} = Z_{п} * 0,262$$

Итого общая стоимость проектных работ определится как:

$$C_{пр} = Z_{п} + O_{сс}$$

Основная заработная плата проектировщика, определяется по формуле (2) и рассчитанная исходя из тех условий, что тарифная ставка составляет 12050 рублей и проектирование требует 2 месяца работы:

Полная заработная плата проектировщика, рассчитанная по формуле (1), составит:

$$Z_{II} = (4100 + 24100 \cdot 0,2) + 0,15 \cdot (4100 + 24100 \cdot 0,2) = 33258 \text{ руб.};$$

Отчисления на социальное страхование согласно формуле (3) составят:

$$O_{CC} = 33258 \cdot 0,262 = 8713,6 \text{ руб.};$$

Накладные расходы считаем как 65 % от  $Z_o$ , отсюда:

$$N_p = 15665 \text{ руб.}$$

Общая стоимость проектных работ исходя из формулы (4):

$$C_{пр} = 33258 + 8713,6 + 15665 = 57636,6 \text{ руб.}$$

Отсюда получаем, что итоговые затраты на внедрение автоматизированной системы:

$$K_{TM} = C_{пр} + K + K_M = 57636,6 + 223735 + 1118674 = 1400045,6 \text{ руб.}$$

Предположительная экономия, полученная от внедрения проектируемой системы автоматизации.

Чтобы произвести ориентировочный расчет экономической эффективности необходимо определить все факторы предстоящих расходов, связанных с внедрением автоматизированной системы и ожидаемых экономий.

Экономия будет осуществлена за счет снижения электропотребления. Новые электрические счетчики имеют меньшую погрешность в измерениях. У старых электрических счетчиков класс точности измерения – 2,0, у новых электронных – 0,5.

Электропотребление ПС ГПП-3 в год:

$$P = n \cdot K_3 \cdot S_{тр} \cdot K_c \cdot \cos\varphi \cdot T_{год} = 2 \cdot 0,7 \cdot 16000 \cdot 0,53 \cdot 0,93 \cdot 8760 = 96718809,6 \text{ кВт}$$

При использовании класса точности 2,0:

$$P_{2,0} = P \cdot 0,02 = 1934376,192 \text{ кВт}$$

При использовании класса точности 0,05:

$$P_{0,5} = P \cdot 0,005 = 483594,048 \text{ кВт}$$

Экономия  $\Delta_{год}$  составляет:

$$\text{Э}_{\text{год}}=(P_{2,0}- P_{0,05})\cdot Ц=(1934,4-483,6)\cdot 1331,45=1931667,66 \text{ руб.},$$

где Ц – стоимость электроэнергии для промышленного предприятия (1331,45 руб. за кВт\*ч)

Параллельно с экономией от внедрения системы предприятие будет ежегодно нести затраты, связанные с содержанием и обслуживанием оборудования.

Ежегодные затраты на эксплуатацию АСМПЭ составляют:

$$C=\Phi_{\text{зп}}+A+Z_{\text{тр}}+Z_{\text{пр}},$$

где  $\Phi_{\text{зп}}$  – заработная плата персонала, участвующего в эксплуатации АСМПЭ, с учетом социальных отчислений и единым социальным налогом составляет 19168 руб. в месяц. Доля рабочего времени инженера участка электроавтоматики, затрачиваемого на эксплуатацию системы – 10 %

$$\Phi_{\text{зп}}=19168 \text{ руб.} \cdot 12 \text{ мес} \cdot 0,1 = 23001,6 \text{ руб.}$$

A – амортизация оборудования, 12% от стоимости системы;

$$A=1254615 \text{ руб.} \cdot 0,12=150553,8 \text{ руб.}$$

$Z_{\text{тр}}$  – текущий ремонт оборудования, 2,5%:

$$Z_{\text{тр}}=1254615 \text{ руб.} \cdot 0,025=31365,375 \text{ руб.}$$

$Z_{\text{пр}}$  – прочие расходы, условно принимаем как 1,5%:

$$Z_{\text{пр}}=1254615 \text{ руб.} \cdot 0,015=18819,225 \text{ руб.}$$

Итого, ежегодные затраты на эксплуатацию составляют (без амортизации):

$$C = 23001,6 + 134240,88 + 27966,85 + 16780,11 = 67748,56 \text{ руб.}$$

#### Показатели эффективности проекта.

Основным показателем доходности проекта является чистый дисконтированный доход (ЧДД). Является чистой текущей стоимостью и определяется как сумма текущих эффектов за весь расчетный период.

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t^*) \times \frac{1}{(1 + E)^t} - K,$$

Для признания проекта эффективным с точки зрения инвестора необходимо, чтобы ЧДД проекта был положительным.

Критерий ЧДД отражает:

- прогнозную оценку измерения экономического потенциала предприятия в случае принятия проекта;
- аддитивен в пространственно-временном аспекте, т.е. ЧДД зависит от длительности периода расчета, а ЧДД различных проектов можно суммировать для нахождения общего эффекта.

Проект считается эффективным, если ЧДД от его реализации положителен. Чем больше значение ЧДД, тем эффективнее проект. При отрицательном значении ЧДД проект убыточный. ЧДД является основным показателем эффективности проекта.

При расчете ЧДД, как правило, используется постоянная норма по шагам расчета.

ИД – индекс доходности. Если  $\text{ИД} \geq 1$  – проект рентабелен, иначе проект не эффективен.

$$\text{ИД} = \text{ЧДД} / K$$

Полученные результаты расчета показаны в таблице 2.

Итоговая сумма в последней строке и будет ЧДД=1799149,71 руб. Положительный ЧДД свидетельствует об эффективности инвестиций.

Индекс доходности:

$$\text{ИД} = 1799149,71 / 1400045,6 = 1,29$$

Таблица 5 Сводная таблица ориентировочных расчетов показателей экономической эффективности

Год	Платежи по И (К)	Добавочная прибыль $\Delta_{\text{год}}$	Поток платежей и поступлений	$\alpha$ при $E=0,036$	Текущий дисконт. доход	ЧДД нарастающим итогом
0	-1400045,6	-	-1400045,6	1	-1400045,6	-1400045,6
1	-67748,56	1931667,66	1863919,1	0,96	1799149,71	399104,11
Итого:					1799149,71	

Срок окупаемости:

$$CO = 1400045,6 / 1931667,66 = 0,7 \text{ года}$$

Анализ результатов показывает, что вложенные средства на оборудование будут возмещены примерно через год. Более точные измерения потребляемой электроэнергии дают результат уже на первом году эксплуатации.

Индекс доходности показывает степень рентабельности проекта, поскольку его значение больше единицы и составляет 1,29.

График доходности проекта представлен на рисунке 1.

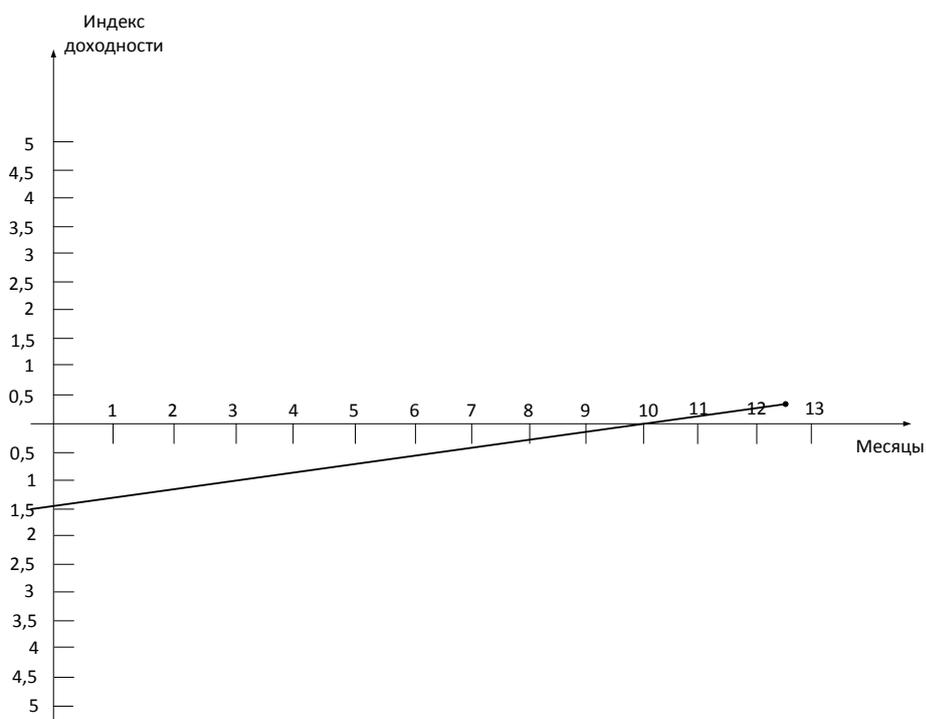


Рисунок 1 – График доходности проекта

Внедрение автоматизированной системы мониторинга потребления электроэнергии на подстанции ГПП-3 предприятия «АВИСМА» целесообразно и экономически выгодно.

Затраты на реализацию данного проекта внесены в инвестиционный план «АВИСМА» на 2015 год, что подтверждает выписка из инвестплана, представленная на рисунке 2.

Выписка из Инвест. плана 2015 г.

№	№ИП	Наименование	Инвестиции, тыс. руб. с НДС				%	Факт, тыс. руб. с НДС
			проект	оборудование	СМР	ВСЕГО		
1	135	Строительство производства хлора, едкого натра и водорода мощностью 30000 т/год по 100%-ному хлоргазу	114 698,36	288 525,34	60 925,76	464 149,46	20,77	120,95
2	41	Строительство комплекса по производству губчатого титана ответственного применения фракции -12*2мм и установка вертикального пресса послышной резки 2т.н. на площадях ОПУ-6 цеха №31 (корпус 2 цеха №35)	3 500,00	190 000,00	15 600,00	209 100,00	9,36	74,10
3	68	Автоматизированная система мониторинга потребления электроэнергии на ПС ГПП-3	58,00	1 200,00	242,00	1 500,00	0,07	139 721,48
4	8	Строительство производства титановых порошков и таблетированных титановых лигатур с расширением склада готовой продукции цех №35	0,00	62 000,00	76 464,00	138 464,00	6,20	107 714,24
5	112	Строительство дымовой трубы №1 в т.ч. КП-24 (включая демонтаж здания шахтарника)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10 553,25
6	94	Строительство подстанции ГПП-3 (Компенсация выбытия мощностей на ТЭЦ - 2)	80 000,00	107 000,00	0,00	187 000,00	8,37	0,00
7	67	Автоматическая система мониторинга потребления электроэнергии на ПС ГПП-3	0,00	194 870,00	37 500,00	232 370,00	10,40	1 314 510,84
8	96	Техническое перевооружение воздушно-компрессорной станции цеха № 40 и сетей скатного воздуха	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	5	Строительство склада ильменитового концентрата на 26 тыс. тонн цех №37	0,00	0,00	73 160,00	73 160,00	3,27	105 511,96
10	6	Реконструкция отделения аммиачно-холодильной установки (АХУ №1) цех №32	1 077,93	80 000,00	5 000,00	86 077,93	3,85	2 344,07
<b>Итого 10 проектов</b>			<b>199 334,29</b>	<b>923 595,34</b>	<b>268 891,76</b>	<b>1 391 821,39</b>	<b>62,28</b>	<b>1 680 550,90</b>
<b>Итого остальные 182 проекта</b>			<b>43 756,00</b>	<b>416 045,72</b>	<b>383 229,00</b>	<b>843 030,71</b>	<b>37,72</b>	
<b>Итого КАП. СТРОЙ</b>			<b>243 090,29</b>	<b>1 339 641,06</b>	<b>652 120,76</b>	<b>2 234 852,10</b>	<b>100,00</b>	
ОВИЗ			510,00	297 232,53	16 009,13			
<b>ИТОГО ИНВЕСТ. ПЛАН (после совещания 16.10.2012)</b>			<b>243 600,29</b>	<b>1 636 873,59</b>	<b>668 129,88</b>	<b>2 234 852,10</b>		
ИТОГО ИНВЕСТ. ПЛАН (до совещания 16.10.2012)			229 006,29	1 960 448,22	744 150,42	2 993 617,03		
Снижение			-14 594,00	356 574,63	76 020,54	731 964,99		

Рисунок 2 – Выписка инвестплана «АВИСМА» на 2015 год



## Заключение

В выпускной квалификационной работе рассмотрена задача проектирования автоматизированной системы мониторинга потребления электроэнергии на ПС ГПП-3 предприятия «АВИСМА».

Подробное изложение материала представлено в соответствующих разделах ВКР, здесь рассмотрим лишь основные результаты.

Мероприятия по сбору нагрузок коммерческих предприятий на отдельную подстанцию ГПП-3 АВИСМА, и выполнение автоматизированной системы мониторинга потребления электроэнергии на данной подстанции обеспечат:

- возможность отслеживания потребления электроэнергии каждым коммерческим предприятием;
- энергосбережение на предприятии АВИСМА;
- гарантированное поступление оплаты за всю потребляемую дочерними обществами электроэнергию;
- возможность отключения от источника электроснабжения отдельно взятого потребителя (в случаях, предусмотренных договором);
- регулирование графика нагрузок энергосистемы;
- выполнение тарифного регулирования;
- выявление потерь и нерациональных расходов электроэнергии;
- сокращение неучтенного электропотребления;
- пресечение умышленного безучетного электропотребления;
- контроль качества электроэнергии;
- сокращение затрат на оплату труда персонала, выполняющего сбор и обработку данных коммерческого учета.

В сочетании комплекс принимаемых мер позволяет создать точную, «юридически» согласованную автоматизированную систему с возможностью работы, как на оптовых рынках, так и на розничных.

## Список использованных источников

1. Казанцев В.П., Бочкарев С.В., Ромодин А.В., Петроченков А.Б. Методическое руководство по выполнению и защите выпускной квалификационной работы по направлениям подготовки бакалавров и специалистов для студентов направлений и специальностей кафедры микропроцессорных средств автоматизации. Пермь, 2012.
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание седьмое. – М.: Главгосэнергонадзор, 2008.
3. ГОСТ 7.32-2001. Межгосударственный стандарт. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Дата введения 04.01.2002 г.
4. РД-153-34.0-11.209-99. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности.
5. Л. К. Осика. Коммерческий и технический учет электроэнергии на оптовом и розничном рынках. Санкт-Петербург: Издательство «Политехника», 2006 г. – 230 с.
6. РД 34.09.101-94. Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.
7. ГОСТ Р 8.596-2002. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
8. Официальный сайт ООО «Электроцит-К» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.energotransform.ru/> (дата обращения: 15.12.2015).
9. Официальный сайт ООО «ТД «Автоматика» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.tdtransformator.ru/> (дата обращения: 16.12.2015).
10. Официальный сайт ООО «Эльстер-метроника» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.elster.ru/> (дата обращения: 16.12.2015).

11. Официальный сайт ФГУП «Нижегородский завод имени М. В. Фрунзе» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.nzif.ru/> (дата обращения: 16.12.201).
12. Официальный сайт ОАО «Концерн Энергомера» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.energomera.ru/> (дата обращения: 19.12.2015).
13. Официальный сайт ФГУП «Государственный рязанский приборный завод» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.grpz.ru/> (дата обращения: 20.04.2011).
14. Официальный сайт «Siemens» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.energy.siemens.ru/> (дата обращения: 18.12.2015).
15. Официальный сайт ОАО «Радиус Автоматика» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.rza.ru/> (дата обращения: 19.12.2015).
16. Официальный сайт «Janitza» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.janitza.ru/> (дата обращения: 18.12.2015).
17. Официальный сайт ОАО «Прософт систем» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.prosoftsystems.ru/> (дата обращения: 19.12.2015).
18. Официальный сайт «Rittal» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.rittal.ru/> (дата обращения: 22.12.2015).
19. Официальный сайт ФГУП «Нижегородский завод имени М. В. Фрунзе» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.nzif.ru/> (дата обращения: 22.12.2015).
20. Официальный сайт «Moxa» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.moxa.ru/> (дата обращения: 22.12.2015).В
21. Официальный сайт «ZyXel» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.zyxel.ru/> (дата обращения: 22.12.2015).
22. Официальный сайт «APC» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.apc.ru/> (дата обращения: 23.12.2015).

23. Положение от 20.10.98 г. «О порядке проведения ревизии и маркирования специальными знаками визуального контроля средств учета электрической энергии»
24. McDonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. McDonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с
25. Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 с.
26. Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3<sup>rd</sup> Edition (Energy Engineering) / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.
27. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2<sup>nd</sup> Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 с.
28. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.