1. **ОБЗОР СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ПОДСТАНЦИИ 110/35/10, АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ РЕШЕНИЙ, ПУТИ ДОСТИЖЕНИЯ, ЦЕЛИ ИССЛЕДОВАНИЯ**
   1. **Обзор литературных источников по теме**

В процессе выполнения дипломного проекта мною были рассмотрены различные литературные источники начиная с справочников в которых описаны конструкции и критерии выбора основного электрооборудования подстанций, также принципы построения АСУ технологически- ми процессами на подстанциях (АСУТП ПС) , заканчивая Техническими нормативно-правовыми актами в

Которых рассмотрены как нормы проектирования и эксплуатации электрооборудования, так и организационные аспекты.

Ниже приведены основные литературные источники, касающиеся рассматриваемой темы диплома, и краткая информация, представленная в них.

В [1] Теория и технология систем управления. АСУТП элементы и задачи. Книга 1 рассмотрены основные аспекты современной теории и технологии создания сложных систем управления, проблемы и задачи стадий проектирования территориально-распределительных многофункциональных АСУТП.

В [2] Электрооборудование электрических станций и подстанций рассмотрено основное электрооборудование электрических станций и подстанций: синхронные генераторы и компенсаторы, силовые трансформаторы и автотрансформаторы, коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы. Изложена методика расчета токов короткого замыкания, рассмотрены их динамическое и термическое действия, приведен выбор токоведущих частей и электрических аппаратов, приведены типовые конструкции распределительных устройств открытого, закрытого и комплектного типа.

В [3] [Электрооборудование станций и подстанций](http://libsrv24.library.bntu.by/text/inet/Rozhkova_LD/doc1.pdf) Описаны конструкции основного электрооборудования электростанций и подстанций — синхронных генераторов, компенсаторов и трансформаторов. Изложена методика выбора аппаратов высокого напряжения и токов едущих частей. Рассмотрены схемы электрических соединений и конструкции распределительных устройств.

В [4] Электрическая часть электростанций и подстанций рассматриваются вопросы построения схем электроснабжения, проектирования распределительных и трансформаторных подстанций, передачи электрической энергии. Справочник содержит нормативно-технические материалы, необходимые для проектирования систем электроснабжения промышленных предприятий и городов. Приведены описания и технические данные комплектных трансформаторных подстанций напряжением 10-220 кВ, комплектных распределительных устройств напряжением 10-220кВ.

Архитектура, функционирование, программно-технические средства, организация визуализации и управления АСУ ТП энергетического комплекса состоящего из электрической подстанции 110/10/6 и газотурбинной теплоэлектроцентрали описывается в [5].

Информация о промышленности и транспорту, а также по автоматике, защите и автоматизации диспетчерского и технологического управления в электроэнергетических системах изложены в [6].

В [7] Принципы создания АСУТП на подстанциях ЕНЭС определяет основные принципы построения АСУ технологическими процессами на подстанциях (АСУТП ПС) с учетом специфики электроэнергетических объектов и современного уровня развития средств промышленной автоматизации.

Наряду с использованием данных приведенных литературных источников при разработке структуры модели электроснабжения следует использовать нормативные документы, такие как технический кодекс установившейся практики (ТКП) и стандарт предприятия (СТП), приведенные ниже.

[8] устанавливает нормы технологического проектирования электрической части подстанций переменного тока Белорусской энергосистемы и распространяется на возводимые, расширяемые, а также подлежащие техническому перевооружению и реконструкции подстанции с номинальным высшим напряжением 10-750 кВ.

В методических указаниях [9] приведены основные положения по выполнению заземления на подстанциях и открытых распределительных устройствах (ОРУ) напряжением 35-750 кВ. Приведены нормы на электрические и конструктивные параметры заземляющих устройств, даны рекомендации по выполнению заземляющих устройств с учетом их рабочих и защитных функций. Даны рекомендации по обследованию целостности заземления оборудования на ОРУ.

Методические указания [10] предназначены для применения при проектировании средств защиты вторичных цепей распределительных устройств электрических станций напряжением 110-330 кВ и подстанций напряжением 35-750 кВ от электромагнитных помех, а также при монтаже, наладке и эксплуатации средств защиты.

В [11] Система контроля И управления электротехническим оборудованием подстанций показаны общая организация современной системы контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций в виде тенденции развития телемеханики в электросетевом комплексе, идеологии построения элементов автоматики на подстанциях 110 и 35 кВ, внедрения регламента бизнес-процесса «Диагностика» и системы диагностики в региональных сетевых компаниях.

[12] устанавливает порядок проведения работ по контролю качества электрической энергии, виды и периодичность контроля показателей качества электрической энергии, процедуры выполнения измерений, обработки результатов измерений и определяет правила оценки соответствия качества электрической энергии установленным требованиям.

Одним из руководящих нормативов в области электроэнергетики является [13]. Наряду с приведенными техническими нормативными документами в области пожарной безопасности следует руководствоваться правилами пожарной безопасности [14]. Следует также обратить внимание на нормативы в области охраны окружающей среды и охраны труда.

1.2 **Аналитический обзор принципов построения современных автоматизированных систем управления подстанцией (АСУ ПС)**

В современных автоматизированных системах управления подстанциями (АСУ ПС) используется так называемая трехуровневая система, ставшая уже классической схемой (рисунок 1.1).

*Верхний уровень* (ВУ) – часть комплекса АСУ ПС, устанавливаемая обычно на пункте управления (ПУ). В масштабе управления, например, региональными энергосистемами это удаленный диспетчерский центр, откуда осуществляется мониторинг и управление энергообъектами ЭС. В масштабе подстанции ВУ представлен автоматизированными рабочими местами (АРМ) дежурного персонала подстанции, которые оснащены серверами сбора 15 информации с устройств подстанции и SCADA-системами для мониторинга и управления. ВУ служит для обработки и сбора данных с устройств нижнего уровня и через сетевые коммутаторы и шлюзы на среднем уровне транслирует на нижестоящие уровни команды управления.

*Средний уровень* (СУ) – часть комплекса, устанавливаемая на ПУ и контролируемых пунктах (КП) и связывающая верхний уровень в иерархии комплекса с нижним. СУ выполняет роль координатора или маршрутизатора сигналов и команд АСУ. СУ служит для сбора данных с устройств нижнего уровня. Обработав полученные сигналы, СУ передает их на сервера SCADA-системы на ВУ.

*Нижний уровень (НУ)* – часть комплекса, устанавливаемая обычно на КП. На НУ как правило располагается микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики (МП УРЗА) и различные измерительные преобразователи и датчики, целью которых является управление и непосредственный съем данных с первичного оборудования подстанции. В многоуровневой системе НУ может называться программно- технический комплекс (ПТК) телемеханики, стоящий ниже по иерархии построения системы. Контроль и управление системой осуществляют с пункта управления (ПУ), где находятся диспетчер (или оператор) подстанции, инженерный компьютер (ИК) и мнемонический щит (или мнемосхема ТП).

*Пункт управления* – в АСУ ПС это место расположения диспетчерского дежурного персонала, оборудования для сбора и обработки данных с контролируемых пунктов. Как правило, под термином ПУ подразумеваются программно-логические контроллеры (ПЛК) и серверы, которые непосредственно выполняют сбор и первичную обработку информации, поступающей от КП. Задачами ПУ являются:

− прием данных с контролируемых пунктов по различным каналам связи;

− осуществление опроса контролируемых пунктов при использовании определенного канала связи для подключения нескольких таких пунктов;

− передача на контролируемый пункт команд управления; − передача и прием команд SCADA-системы;

− передача, переадресация данных на ВУ и прием команд с ВУ в трехуровневых системах;

− преобразование, фильтрация и передача данных для оборудования и систем других производителей, в случае их интеграции в единую систему. 16 Рисунок 1.1

*Структура АСУ ПС*

Для реализации перечисленных выше задач контроллеры контролируемых пунктов необходимо оснастить соответствующими микропроцессорами и программным обеспечением (ПО). При помощи параметрирования и перенастройки ПО можно изменить конфигурацию системы, алгоритмы обработки и протоколы обмена данными в процессе функционирования системы. Специальные программы-конфигураторы, установленные на ИК, позволяют легко и гибко настроить ПУ. Программы и настройки в современных ПУ хранятся на постоянных запоминающих устройствах (ПЗУ) серверов и на внутренней FLASH-памяти контроллеров, что позволяет выполнить быстрый запуск системы и ее восстановление в случае аварийных сбоев.

Устройства управления и контроля находятся на одном или нескольких КП. Контролируемый пункт – в АСУ ПС это место размещения объектов управления, а также технических устройств, выполняющих функции контроля и управления, обычно называемых контроллерами КП.

Назначением контроллеров КП является сбор данных с первичного оборудования ПС (с помощью опроса измерительных преобразователей и датчиков) и их передача на ПУ (команды телесигнализации (ТС) и телеизмерения (ТИ)), а также он осуществляет поступающие от ПУ команды телеуправления (ТУ). На крупных объектах (большие высоковольтные электрические подстанции) обычно расположено от двух и более контроллеров КП. 17

Каждый из контроллеров КП обладает своим индивидуальным логическим номером (индексом), который называется номером или адресом КП. Он служит для точной идентификации каждого устройства.

Современные контроллеры практически все уже оснащены высокочастотными микропроцессорами и работают по заданной программе. Программное обеспечение ПЛК выполняет функции сбора данных (фильтрует дребезг контактов ТС и ослабляет сетевые наводки на цепи ТИ), осуществляет буферизацию событий перед их выдачей в канал связи.

Данные контроллеры благодаря своим базовым функциям (ТИ, ТС и ТУ) позволяют выполнить интеграцию в систему различных электронных устройств и подсистем: приборов учета энергии, устройств РЗА, систем сигнализации и пожаротушения и т.п. Например, ПЛК-ы осуществляют сбор показаний с электронных счетчиков и далее отправляют их на устройства среднего и верхнего уровней АСУ ПС по единому каналу связи телемеханики.

Взаимодействие между КП и ПУ осуществляется по телемеханическому каналу связи. Может использоваться простая физическая линия, выделенный телефонный канал, оптоволокно, беспроводные.В промышленной автоматизации наибольшее распространение получили три типа беспроводных сетей: Bluetooth [[Specification](http://bookasutp.ru/References.aspx" \l "147" \o "Specification of the Bluetooth System. Master Table of Contents & Compliance ...)]на основе стандарта IEEE 802.15.1, ZigBee [[ZigBee](http://bookasutp.ru/References.aspx" \l "153" \o "ZigBee specification. Document 053474r13. - ZigBee Standards Organization, Dec. ...)] на основе  IEEE 802.15.4 [[IEEE](http://bookasutp.ru/References.aspx#152)] и Wi-Fi на основе IEEE 802.11 [[Vieira](http://bookasutp.ru/References.aspx" \l "151" \o "Vieira M.A.M., Junior D.C.S. Survey on wireless sensor network devices. IEEE ...), [ANSI](http://bookasutp.ru/References.aspx#149)]. Физические уровни модели OSI для этих сетей основаны на соответствующих стандартах IEEE, а протоколы верхних уровней разработаны и поддерживаются организациями Bluetooth, ZigBee и Wi-Fi соответственно

*Достоинства и недостатки беспроводных стетей.*

С точки зрения требований к промышленным сетям беспроводные сети уступают проводным по следующим характеристикам:

* время доставки сообщений: используемый механизм случайного доступа к каналу CSMA/CA не гарантирует доставку в заранее известное время [[Willig](http://bookasutp.ru/References.aspx" \l "154" \o "Willig A.; Matheus, K.; Wolisz, A. Wireless technology in industrial networks. ...)] и эту проблему нельзя решить с помощью коммутаторов, как в проводных сетях;
* помехозащищенность: беспроводные сети подвержены влиянию электромагнитных помех значительно сильнее, чем проводные;
* надежность связи: связь может исчезнуть при несвоевременной смене батарей питания, изменении расположения узлов сети или появлении объектов, которые вызывают затухание, отражение, преломление или рассеяние радиоволн;
* ограниченная дальность связи без использования ретрансляторов (обычно не более 100 м внутри помещений);
* резкое падение пропускной способности сети при увеличении количества одновременно работающих станций и коэффициент использования канала;
* безопасность: возможность утечки информации, незащищенность от искусственно созданных помех, возможность незаметного управления технологическим процессом враждебными лицами.

Уникальным достоинством беспроводных сетей является отсутствие кабелей, что и определяет выбор областей их применения в системах промышленной автоматизации.

Каждое подключаемое устройство должно иметь индивидуальный адрес или номер.

Данные между КП и ПУ передаются короткими информационными массивами, называемыми посылками, кадрами или фреймами. Фреймы содержат адресную часть и специальный проверочный код, который необходим для выявления искажений в процессе передачи. А адрес необходим для идентификации измеряемых параметров в рамках всей системы. Один из методов подсчета контрольной суммы используется для защиты передаваемых данных.

Порядок обмена фреймами и метод кодирования отсылаемых данных называется протоколом обмена. При выборе протокола основным критерием является его надежность, т.е. возможность транспортировать данные без их искажения и способность выполнения повторной передачи в случае какого- либо сбоя.

Оборудование телемеханики на КП выполняет сбор данных с объекта посредствам измерительных преобразователей и датчиков. В качестве датчиков могут быть выбраны обычные двухпозиционные переключатели, положение которых меняется в соответствии с объектом мониторинга и управления (включен/выключен, нормальный/аварийный режим работы и т.п.). Соответствующий контроллер следит за положением датчиков и при срабатывании хотя бы одного из них отсылает на ПУ фрейм, который называется телесигналом. После чего контроллер ПУ, получив данный сигнал, передает его на сервер АРМ оператора и мнемонический щит. Соответствующая программа АРМ оператора изменяет изображение объекта управления на схеме монитора или щита и предупреждает оператора звуковым сигналом.

Для количественной оценки состояния объекта мониторинга и управления используются преобразователи. Они служат для преобразования 18 физических параметров (сила тока, напряжение, мощность, частота) в нормированные электрические сигналы. Затем в цифровом виде контроллер КП передают данные значения на ПУ. Аналогичным образом сигналы ТИ и ТС поступают на сервер АРМ оператора. SCADA-система отслеживает значения приходящих измерений и сигнализирует о превышении критического порога (значения уставки).

*Телесигнализация* (ТС) (Digital Input (DI)) - сигналы событий (в том числе тревоги), передаваемые в качестве составной части передаваемой телеинформации. Служат для дистанционного контроля состояния объекта. Для получения таких данных объект необходимо оснастить датчиками. Как правило используются двухпозиционные или многопозиционные переключатели в зависимости от сложности объекта.

*Телеизмерения* (ТИ) (Analog Input (AI)) - сигналы со значением параметров, характеризующих режим электрической сети и состояние сетевого оборудования, являются составной частью передаваемой телеинформации

*Телеуправление* (ТУ) (Digital Output (DO)) – сигналы дистанционного управления, осуществляемого оперативным (оперативно-диспетчерским) персоналом с удаленного пункта управления с использованием телемеханики. Оператор при необходимости вмешательства в контролируемый процесс посредствам АРМ выдает команду ТУ в единую систему. С АРМ команда ТУ через устройства среднего уровня поступает на контроллер КП. После чего ПЛК проверяет достоверность поступившего сигнала, выдает электрический сигнал для включения/отключения исполнительного механизма, после чего отправляет на ПУ обратный сигнал о выполнении исходной команды. Как правило команды ТУ являются бинарными: «включить» и «отключить». Для защиты от искажений выдаваемых команд ТУ при их передаче используется специальное кодирование.

Нынешние контроллеры могут принимать данные не только с преобразователей и датчиков, но и с современных микропроцессорных устройств, например устройства РЗА и учета. Для связи с такими устройствами используют один из локальных интерфейсов, например, RS-485. Обмен данными осуществляется при помощи одного из совместимых протоколов, например МЭК 61850, МЭК 870-5-101, МЭК 870-5-103, МЭК 870-5-104 и Modbus.

*Достоверность* сигналов ТИ и ТС обеспечивается за счет ввода в фреймы кодов защиты. Обычно передается контрольная сумма данных. Наиболее надежными считаются контрольные суммы, реализуемые на основе контроллеров или микроконтроллеров.

*Контроллер* (англ. Controller – регулятор, устройство управления) – техническое устройство, с помощью которого в телемеханике и в АСУ измеряют различные физические параметры, а также транспортируют данные и сигналы по каналам связи, подают на объект управляющие воздействия, а также применяют в качестве локального автоматического регулятора. Современные контроллеры уже оснащены микропроцессорной начинкой, 19 которая позволяет программировать его на решение определенных задач, отсюда вытекают другое название: программируемые логические контроллеры (ПЛК). Такие ПЛК обладают мощными процессорами с низким энергопотреблением.

*Мнемосхема* (или мнемонический щит) – пассивная схема контролируемого объекта с активными элементами, которые отображают текущее состояние объекта. Мнемосхема или мнемонический щит являются составной частью системы телемеханики и АСУ ПС, а также могут использоваться для наглядного отображения состояния крупных систем, имеющих в своем составе до нескольких тысяч объектов контроля. Например, мнемонические щиты (схемы) используют для оборудования диспетчерских пунктов крупных энергетических систем (рисунок 1.2). Рисунок 1.2 – Диспетчерский центр энергетической системы

На лицевой стороне схемы рисуют или выкладывают специальными активными элементами схему контролируемой системы. Ими управляет дежурный диспетчер. В основном на схему выводят информацию двух типов: телеизмерения и телесигнализацию. На больших щитах чаще всего используется модель так называемого «темного щита»: световой индикатор начинает мигать при изменении состояния ТС, после квитирования индикатор остается гореть, только после приведения схемы в соответствие с изменившимся состоянием индикатор гаснет. Информация на схеме может вводиться как по командам ручного ввода от дежурного диспетчера системы (через АРМ), так поступать и в автоматическом режиме (с АСУ или ПУ комплекса телемеханики). 20

**1.3 Обзор существующих систем мониторинга и управления подстанцией** Научно-библиографический поиск проводился для обзора современных идей, методов и примеров практического построения информационных и информационно-управляющих систем для диспетчерского контроля и управления техническими объектами.

*1.3.1 Система мониторинга и управления подстанциями PACiS*.

Система мониторинга и управления подстанциями PACiS является техническим продуктом одной из крупнейших компаний в энергетике – компании AREVA (на данный момент этот продукт является собственностью компании Schneider Electric). PACiS принадлежит к последнему поколению систем управления электроэнергетическими объектами. Благодаря повышенной гибкости и масштабируемости система PACiS может использоваться, как для автоматизации одной ячейки распределительного устройства (РУ), так и для автоматизации нескольких подстанций, включая генерирующие объекты и распределительные сети, а также включая промышленные объекты.

*1.3.1.1 Архитектура системы.*

Система управления PACiS за счет своей гибкости позволяет предложить большое количество разнообразных решений для защиты, автоматизации, контроля и управления электрическими подстанциями разного класса напряжения. Система PACiS предназначена для установки, как на новые объекты, так и для модернизации уже существующих объектов. Это возможно в силу того, что система включает в свой состав набор специализированных функций и характеристик, облегчающих расширение системы и сокращающих до минимума время, необходимое на адаптацию баз данных при модернизации. В основу системы PACiS заложена гибкая архитектура, допускающая реконфигурацию функций, эксплуатационных параметров и пространственно- физического распределения внутри одной или нескольких электрических подстанций.

Основу архитектуры системы PACiS (рисунок 1.3) составляют несколько устройств, связанных между собой по сети Ethernet и/или по вторичным коммуникационным сетям связи.

Сети связи являются волоконно-оптическими или электрическими сетями типа Ethernet (протоколы МЭК 61850, МЭК 60870-5-104) или вторичными коммуникационными сетями стандарта RS232/485 (протоколы MODBUS, МЭК 60870-5-103; МЭК 60870-5-101).

Устройства классифицируются по следующим типам: терминалы релейной защиты, устройства мониторинга, коммутаторы, контроллеры ячеек, человеко-машинные интерфейсы и компьютеры-шлюзы. 21 Рисунок 1.3 – Архитектура системы PACiS 1.3.1.2

*Характеристики системы*.

Стандартная архитектура PACiS состоит из группы устройств, объединяемых по сети связи ETHERNET UCA2/IEC 61850, что позволяет следующее:

− максимально повысить степень функциональной интеграции за счет быстрого информационного обмена между устройствами (10/100 Мбайт/с);

− обеспечить гибкий обмен информации между устройствами внутри подстанции или между ними;

− интеграцию устройства сторонних производителей в состав цифровой системы управления подстанцией;

− система PACIS также обеспечивает подключение к вторичным коммуникационным сетям связи (RS485, RS 232 и RS422). За счет ее гибкости и наращиваемости архитектуры возможны такие варианты;

− от простой конфигурации системы PACiS. Система представляет собой простую компьютерно-объединенную сеть с терминалами РЗА, 22 интегрированными в данную сеть посредством следующих протоколов: МЭК 60870-5-103, МЭК 60870-5-101, MODBUS;

− простая конфигурация системы PACiS;

− до полной архитектуры системы PACiS. Архитектура расширена с использованием сети ETHERNET и таких протоколов дистанционного управления МЭК 61850, МЭК 60870-5-104, МЭК 60870-5-101.

*Достоинства системы*:

− гибкая архитектура;

− высокий уровень стандартизации;

− единый унифицированный инжиниринговый инструментарий;

− высокая надежность (двойная оптоволоконная системная шина, распределенная система, работа с двумя базами данных, возможность горячего резерва основных компонентов).

*Компоненты системы:*

− интерфейс оператора PACiS OI;

− контроллеры присоединений MiCOM С264;

− измерительные центры (MiCOM Мххх);

− терминалы РЗА (MiCOM Рххх);

− шлюз для связи со SCADA системами PACiS GTW;

− единый унифицированный конфигуратор системы PACiS SCE;

− терминал RTU (MiCOM C264-R);

− коммутационное оборудование (MiCOM Нххх).

*1.3.2 Автоматизированная система управления подстанцией MicroSCADA SYS 600C.*

*Система SYS 600C* – решение компании АББ в области защиты и автоматизации, которая обеспечивает надежную передачу и распределение электроэнергии. Для обеспечения решений, способных взаимодействовать и соответствовать требованиям завтрашнего дня, ПТК SYS 600C предназначен для реализации основных положений стандарта МЭК 61850.

Система представляет собой многофункциональную открытую программно-аппаратную среду для построения автоматизированных систем контроля и управления распределенными объектами энергетического назначения. Может применяться для разработки автоматизированных систем различного назначения:

− подстанций;

− электрических сетей;

− систем учета энергоресурсов предприятий;

− систем диспетчерского управления.

Система MicroSCADA SYS 600 специально разработана для решения задач автоматизации и диспетчерского управления в энергетике и полностью адаптирована к современным условиям. На сегодняшний день, например только в России находятся в эксплуатации около 200 систем на базе MicroSCADA. Система MicroSCADA SYS 600 является право приемником 23 отлично зарекомендовавшей себя системы MicroSCADA. В результате оснащения энергообъектов системами автоматизации, микропроцессорными средствами противоаварийной автоматики и релейной защиты достигается существенный экономический эффект за счет оптимизации режимов производства, передачи и распределения энергии, предотвращения аварийных ситуаций и минимизации ущерба в случае их возникновения.

*1.3.2.1 Архитектура системы*.

Компактная система SYS 600C обладает проверенными функциональными возможностями MicroSCADA Pro для контроля и управления первичным и вторичным оборудованием в темпе протекания технологического процесса. Устойчивая к сбоям и компактная система является идеальным решением для использования в жестких условиях окружающей среды, как на передающих, так и на распределительных подстанциях. На нее можно рассчитывать везде, где требуются оперативные данные в режиме протекания процесса, а также там, где соответствующий технический уровень возможностей мониторинга и управления является критически важным.

MicroSCADA Pro SYS 600C не содержит движущихся частей или других слабых элементов. Масштабируемость и современная архитектура системы (рисунок 1.4) позволяют ей легко адаптироваться и расширяться: систему легко можно использовать в качестве шлюза для связи между сетями, в качестве системы управления с ИЧМ или в качестве коммуникационного сервера, как в промышленности, так и в электроэнергетике. Рисунок 1.4 – Архитектура системы MicroSCADA SYS 600C 24

*Верхний уровень*

. Построен на базе технологии клиент-сервер и организует человеко- машинный интерфейс АСУ. Для увеличения надежности базовые компьютеры, как правило, работают в режиме горячего резервирования. Для синхронизации элементов верхнего уровня АСУ применяется отдельный приемник GPS/ГЛО- НАСС и используется протокол SNTP. Все АРМ оснащаются принтерами для распечатки событий, отчетов, ведомостей и т.п.

*Средний уровень*. Обеспечивает вторичную обработку и распределение информации. В частности, собранная с устройств нижнего уровня информация передается процессорами связи на базовые компьютеры для отображения и регистрации, а также в шлюз для передачи на высшие уровни управления. Для увеличения надежности шлюз может работать в режиме горячего резервирования. Нижний уровень. Обеспечивает сбор и первичную обработку сигналов и реализует управление.

*Нижний уровень*, главным образом, образуют терминалы серии IED 670. Все технические средства ПТК (за исключением АРМ персонала) размещаются в шкафах, что обеспечивает рациональное использование помещений, защиту от пыли и несанкционированного доступа. Технические средства ПТК максимально унифицированы и типизированы, что позволяет до минимума сократить замену устройств и упростить эксплуатацию ПТК. АРМ операторов служат для контроля и оперативного управления оборудованием, работы с устройствами РЗА, администрирования системы и выполнения других функций.

*1.3.2.2 Характеристики системы*.

Компьютеры верхнего уровня ПТК работают под управлением операционной системы Windows. Связь между ними в пределах объекта осуществляется по сети Ethernet с протоколом TCP/IP. Архитектура ПТК является масштабируемой, что позволяет строить на единой платформе системы различной сложности: от минимальной конфигурации, где функции базового сервера, процессора связи и АРМ совмещены на одном ПК, до распределенных многоуровневых систем с несколькими базовыми компьютерами, выделенными процессорами связи, АРМ различного назначения, резервированием технических средств.

Микропроцессорные терминалы РЗА выполняют, помимо защитных функций, также функции сбора данных и передачи их на верхний уровень. УСО (устройство связи с объектом) обеспечивают ввод в систему сигналов (ТИ, ТС, ТУ), не охваченных терминалами МП РЗА. В качестве УСО используются устройства RTU560, терминалы управления REC670. В АСУ на базе ПТК MicroSCADA Pro по открытым протоколам и стандартным физическим интерфейсам интегрируются как устройства нижнего уровня производства компании «АББ Автоматизация» и зарубежных предприятий АББ, так и 25 оборудование других производителей. При этом АББ Автоматизация стре- мится обеспечить максимальную унификацию проектных решений и сервисных функций, обеспечиваемых ПТК для всех типов устройств нижнего уровня.

*Функции АСУ на базе MicroSCADA*:

− контроль состояния и дистанционное управление объектами автоматизации в режиме реального времени;

− формирование предупредительных и аварийных сигналов и сообщений;

− формирование архивов событий и параметров и их визуализация на экране в табличной и графической форме (тренды, отчеты) по запросу оператора;

− протоколирование событий и действий оператора;

− разграничение прав доступа пользователей к функциям и данным;

− локализация мест повреждений; − динамическое представление режимов работы энергообъекта

; − автоматическое и полуавтоматическое выполнение заранее разработанных последовательностей переключений с контролем правильности операций;

− реализация механизма блокировки от ошибочных действий при управлении устройствами;

− автоматическая самодиагностика состояния оборудования ПТК;

− оперативное ведение списка блокировок по управлению, сигнализации, сообщениям;

− идентификация аварийных сообщений и сигналов в зависимости от их важности;

− оперативная блокировка/разблокировка сигналов и управляющих команд по группам и подгруппам устройств;

− возможность централизованного управления уставками терминалов МП УРЗА;

− ведение системного времени с привязкой к астрономическому с точностью +/- 1 мс.

Вывод: В данном разделе мной рассмотрены изучены алгоритмы проектирования автоматизированной системы управления ПС 110/35/10, а так же рассмотрены примеры существующих автоматизированных систем контроля и управления подстанциями. Знания, приобретенные в данном разделе позволяют наметить путь достижения цели и задач данного дипломного проекта и перейти к следующему разделам.