

РЕСПУБЛИКА УЗБЕКИСТАН  
НАВОЙСКИЙ ГОРНО-МЕТУЛЛУРГИЧЕСКИЙ КОМБИНАТ  
НАВОЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГОРНЫЙ ИНСТИТУТ  
“ЭНЕРГО - МЕХАНИЧЕСКИЙ” факультет  
кафедра “ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА”

“Допущен к защите по выпускной работе”

“ \_\_\_\_\_ ” 2014 г

Зав кафедрой \_\_\_\_\_ доц. Товбаев А.Н

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

**Расчетно - пояснительная записка**

Тема Применение устройств противоаварийной автоматики на НТЭС с увеличением суммарной мощности на шинах 220 кВ с вводом ПГУ-478 МВт.

Выпускник гр№ 2-10ЭЭ, Шерманов Сохиб Умар ўғли

(группа, подпись Ф.И.О)

Руководитель  
выпускной работы Ст.преп. Эшев Хамдам Хазратович  
(должность, звание, подпись, Ф.И.О)

Консультанты:  
Экономическая часть \_\_\_\_\_  
(должность, звание, подпись, Ф.И.О)

Охрана труда \_\_\_\_\_  
(должность, звание, подпись, Ф.И.О)

Рецензент \_\_\_\_\_  
(должность, звание, подпись, Ф.И.О)

Норма контроля \_\_\_\_\_  
(должность, звание, подпись, Ф.И.О)

Зав. кафедрой \_\_\_\_\_ доц. Товбаев А.Н

***Навои 2014г.***

РЕСПУБЛИКА УЗБЕКИСТАН  
НАВОЙСКИЙ ГОРНО-МЕТУЛЛУРГИЧЕСКИЙ КОМБИНАТ  
НАВОЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГОРНЫЙ ИНСТИТУТ  
“ЭНЕРГО - МЕХАНИЧЕСКИЙ” факультет

**кафедра “ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ”**

**“Утверждено”**

**Зав кафедрой \_\_\_\_\_ доц. Товбаев А.Н  
“ \_\_\_\_ ” 2014г**

**З А Д А Н И Е**

**На выпускную квалификационную работу студента IV  
курса**

Группы гр 2-10 ЭЭ по направлению Электроэнергетика  
Шерманов Сохид Умар Ўғли  
(Ф.И.О)

Тема выпускной работы. Применение устройств противоаварийной  
автоматики на НТЭС с увеличением суммарной мощности на шинах 220 кВ с  
вводом ПГУ-478 МВт.

Утверждена решением института “ \_\_\_\_ ” 2014г

2. Сроки выпускной работы от \_\_\_\_\_ до \_\_\_\_\_

3. Исходные данные выпускной работы Ген.план, электрическая  
схема и установленные мощности

4. Содержание расчетно - пояснительной работы :Введение,  
технологическая часть, электрическая часть, экономическая часть и охрана  
труда

5. Графическая часть: Ген план с картограммой электрических нагрузок,  
Однолинейная схема электроснабжения, автоматические регулирование  
мощности КБ, план резрез подстанции №5

Руководитель  
выпускной работы ст.преп. Эшев Хамдам Хазратович  
(должность, звание, подпись Ф.И.Ш)

Принял задание : \_\_\_\_\_  
Студент Шерманов Сохид Умар Ўғли

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

№	Наименование этапов выпускной работы	Сроки выполнения этапов работы	Отметка при проверке
I	<b>Введение</b>		
1.1	<b>Реактивная мощность в системе электроснабжения</b>		
2	<b>Глава II</b>		
2.1	<b>Выбор мощности конденсаторных батарей</b>		
2.2	<b>Автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей по углу φ на базе тиристоров</b>		
2.3	<b>Автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей</b>		
2.4	<b>Компенсация реактивной мощности в электродвигателях напряжением до 1000В использованием двухтиристорного устройства</b>		
III	<b>Глава III . Бесконтактный способ автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей.</b>		
3.1	<b>Бесконтактное реле напряжения на базе тиристоров</b>		
3.2	<b>Регулирование мощности конденсаторных батарей в функции напряжения</b>		
3.3	<b>Расчет элементов схемы автоматического регулирования мощности конденсаторных установок и пуска электродвигателей.</b>		
3.4	<b>Автоматическое регулирование мощности трехфазных конденсаторных батарей.</b>		
3.5	<b>Преимущество бесконтактных</b>		

	<b>коммутационных аппаратов</b>		
<b>4</b>	<b>ГЛАВА 4</b>  <b>Расчет элементов схемы автоматического регулирования мощности конденсаторных установок</b>		
<b>V</b>	<b>Экономическая часть</b>		
<b>5.1</b>	<b>Общие сведения</b>		
<b>5.2</b>	<b>Практические расчеты до и после внедрения однотиристорного устройства в хлопкоочистительном заводе</b>		
<b>Vi</b>	<b>Охрана труда</b>		
<b>6.1</b>	<b>Анализ несчастных случаев и оформление</b>		
<b>6.2</b>	<b>Критерии оценки травматизма</b>		
<b>6.3.</b>	<b>Обязанности работодателя</b>		
<b>6.4</b>	<b>Расследование и учет несчастных случаев</b>		
<b>6.5</b>	<b>Порядок расследования</b>		
<b>6.6</b>	<b>Особенности расследования группового несчастного случая на производстве, тяжелого несчастного случая, несчастного случая на производстве со смертельным исходом</b>		
<b>6.7</b>	<b>Содержание акта формы Н-1</b>		
<b>6.8</b>	<b>Порядок расследования профессиональных заболеваний</b>		
<b>6.9</b>	<b>Порядок расследования обстоятельств и причин возникновения профессионального заболевания</b>		
<b>6.10</b>	<b>Порядок оформления акта о случае профессионального заболевания</b>		
<b>6.11</b>	<b>Учет несчастных случаев на производстве и профзаболеваний</b>		
<b>6.12</b>	<b>Чрезвычайные ситуации при землетрясении</b>		
	<b>Заключение.</b>		

	<b>Список литературы</b>		
--	--------------------------	--	--

**Студент выпускник** Шерманов Сохиб

**Руководитель работы** Эшев Хамдам

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Введение.....</b>	<b>9</b>
<b>Глава I. Технологические процессы ТЭС и ПГУ -478</b>	
<b>МВТ .....</b>	<b>14</b>
1.2. Назначение, область применения устройств противоаварийной автоматики .....	18
1.3. Принцип действия противоаварийной автоматики .....	31
1.4. Основные виды ПА применяемые на Навоийской ТЭС.....	40
1.5. Основные принципы выполнения ПА.....	42
1.6. Основные технические требования к устройствам ПАА.....	44
1.7. Устройства высокочастотного телеотключения и ПА.....	48
1.8. Расчет технико-экономические показатели ПГУ-478 МВт.....	53
1.9. Технико экономические показатели структура установленных мощностей электрических станций Узбекистана.....	54
1.10. Заключение.....	
1.11. Список литературы.....	

## ***ВВЕДЕНИЕ***

**Республика будет полностью независимой, когда обретет энергетическую самостоятельность»**

### **И.А.Каримов**

Электроэнергетическая отрасль являясь базовой отраслью экономики Республики – обладает значительным производственным и научно-техническим потенциалом, оказывает весомое воздействие на развитие всего народнохозяйственного комплекса страны. Суммарная установленная мощность электростанций Узбекской энергосистемы превышает 12 000МВт что позволяет полностью обеспечивать потребность отраслей экономики и населения республики в электроэнергии и осуществлять её экспорт в другие страны. Навоийская ТЭС тоже является неотъемлемой частью Узбекской энергосистемы, по мощности она четвертая в республике и является лидером по выработке и отпуску тепловой энергии.

В последние годы рядом постановлений руководства республики намечены в перспективе осуществление широкомасштабных мероприятий по обновлению реального сектора экономики и в социальной сфере. В том числе и в энергосистеме республики также разработана обширная программа по реализации мероприятий, по модернизации и реконструкции существующих мощностей, последовательной замене, выработавший парковый ресурс, энергооборудования при производстве, передаче, распределении и учёте электроэнергии, по рациональному использованию топливных и гидроэнергетических ресурсов – на основе современных технологий и норм экологической безопасности, с целью стабилизации электро- и теплоснабжения потребителей.

Широкое место в программе уделено обновлению мощностей, существующих тепловых электростанций, которые играют ведущий роль в производстве электрической энергии в энергосистеме. Наличие сильно развитой индустрии в области, а также образование здесь «Свободной индустриально-экономической зоны» и терминала логистики в Навоийском международном аэропорту, обусловили здесь на основании ряда постановлений правительства республики, внедрение первого в энергосистеме республики проекта Парогазовой установки мощностью в 478 МВт (ПГУ-478). Установка входит в число первого десятка, произведённых японской компанией «Мицубиси», действующих установок такого типа и модификации. Ввод только одной этой установки даёт годовую экономию природного горючего газа до 400 миллионов кубометров по энергосистеме. Одновременно ведутся практические работы над реализацией ряда крупных инвестиционных проектов, предопределённых программой, таких как ПГУ-370 МВт на УП “Ташкентская ТЭС”, двух ПГУ-450 МВт на “Таллимарджанской ТЭС”, повышение мощности дополнительно на 50 МВт ОАО “Сырдарьинской

ТЭС” за счёт реконструкции энергоблоков № 1 и № 2, внедрение на этой же станции 3-х турбодетандерных генераторных установок мощностью по 5 МВт каждой, использующих эффект расширения природного газообразного топлива на газопроводе. В рамках этой программы успешно реализован проект строительства газотурбинной установки мощностью 27 МВт на “Ташкентской ТЭЦ” и ГТУ введена в работу, а также завершён проект перевода на круглогодичное сжигание угля энергоблоков №№1-5 “Ново Ангренской ТЭС” за счёт модернизации на Ангренском открытом угольном разрезе. Кроме того, ведётся большой объём работ по модернизации мощностей существующих ГЭС, по развитию электрических сетей напряжением 500 кВ, внедрение современных коммутационных аппаратов различной мощности, ввод АСКУЭ при производстве, передаче, распределение и учёте электроэнергии. Освоению альтернативных источников, то есть энергетике будущего, также в программе уделено значительное место. Сделаны практические шаги в этом направлении в Наманганских, Хорезмских и Ферганских областях нашей республики, где предусматривается внедрение установок по выработке электрической энергии и горячего водоснабжения, используя солнечную энергию и энергию ветра. Положительных сдвигов, в этом нетрадиционном пока для нас направлении энергетики, в ближайшее время наши соотечественники ощутят сами.

Согласно Постановлениям Президента республики Узбекистан ПП-1668 от 27.12.2011 года и ПП-1855 от 21.11.12 года, в 2015-2017 годах предусмотрено расширение станции реализацией ещё одного проекта ПГУ-450 МВт, что позволит полностью удовлетворить растущий спрос на электроэнергию в Навоийском промышленном регионе. Факт принятия решения о расширении станции реализацией второго аналогичного проекта, говорит о высоком доверии коллективу энергопредприятия со стороны руководства республики. И есть полная уверенность в том что, коллектив ОАО “Навоийская ТЭС”, который накопил большой опыт в ходе строительства проекта ПГУ-478 МВт, справится с честью и с этим важным заданием. Энергетическая программа на длительную перспективу предусматривает дальнейшее развитие ЕЭС. Ввод в эксплуатацию линий электропередач высокого и сверхвысокого напряжения, электростанций большой мощности, интенсивное развитие основных и распределительных сетей черезвычайно усложнили проблему управления. В связи с этим идет непрерывный процесс развития и совершенствования техники релейной защиты. Создаются и вводятся в эксплуатацию новые защиты для дальних ЛЭП, для крупных генераторов, трансформаторов и энергоблоков. Разрабатываются новые виды полупроводниковых дифференциально-фазных защит, которые проще и надежнее в эксплуатации.

## *1.1 История НГРЭС и построение нового ПГУ -478 Мвт*

Для возведения нового города Навои (1958г.), для развития крупного промышленного региона для обеспечения электроэнергией Самаркандско–Бухарского энергоузла и Каршинскую степь с машинными станциями

орошения Аму–Бухарского канала потребовало строительство именно в этом регионе генерирующих мощностей. В соответствии генеральным планом электрификации СССР до 1970года и схемы развития энергетического хозяйства СССР на 1953-1965г.г. для покрытия

дефицита мощности Самаркандско-Бухарской энергосистемы Приказом Министерства Строительства электростанций СССР №44 от 17 мая изданный на основании Постановления Совета Министров СССР №501 от 8мая 1958г. на

основании планового задания на проектирование выданного Бухарским СовНархозом и утвержденного Зам.Председателя Совета Министров СССР от 8 октября 1958года проектными институтами было начата разработка проектного задания Навоийской ГРЭС.

На основе разработанной проектно-сметной документации институтом «Теплоэлектропроект» (группа во главе главным инженером проекта Рабиновича И.А., затем Мордуховича И.Я) 1960году начались строительно-монтажные работы будущей станции.

Местоположение ТЭС выбрали у ст.Кармана на левом берегу реки Зеравшан, 7 февраля 1963года усилиями коллектива был включен в сеть первый энергоблок мощностью 25МВт Навоийская ТЭС дала первую электроэнергию в Самарканд – Бухарский энергоузел, 23 апреля 1964 года была сделана запись, что энергия Навоийской ТЭС подключена в единую энергосистему Средней Азии, и одним за другим остальные агрегаты стали сдаваться в эксплуатацию.

Июнь 1963года включен в работу блок №2.

Октябрь 1964года пуск блока №3 мощностью 150МВт и мощность станции составляет 200МВт.

Октябрь 1965года пуск блока №4.

Сентябрь-октябрь 1966года пуск котла и турбины №5.

Май 1967года пуск котла №7.

Декабрь 1968года включен в работу блок №8 мощностью 160МВт и мощность

станции составляет 630МВт.

Декабрь 1969года дал энергию и тепло блок №9.

Декабрь 1971года запущен турбогенератор №7, мощность Навоийской ГРЭС доведена до 830МВт.

Март 1972года пущен котёл №10.

Июнь 1980года с пуском блока №11, мощность станции превысила миллион кВт.

Декабрь 1981года пущен блок №12 и суммарная мощность станции составляет

1250МВт.

НГРЭС имеет в своем составе 11 турбогенераторов и 12 парагенераторов  
В составе НГРЭС 15- ЦЕХОВ:

- 1- КТЦ-1 КАТЛОТУРБЕННЫЙ цех
- 2- Электроцех
- 3- ЦЦР-цех централизованного решения

- 4- ТАЦ- цех теплоавтоматики и измерений
- 5- ХВО- химводоочистка
- 6- АТЦ – автотранспортный цех
- 7- ЦГС-сех гидросооружений
- 8- ЦТС сех тепловой сети
- 9- Лаборатория металлов
- 10- Цех энерго наладки

По сегодняшний день НГРЭС является источником технического пара . На станции имеющийся турбогенераторы следующих марок:

Блоки №1 и №2	ТВС-30
Блоки № 3,4,8,9	ТВВ-165-2
Блоки № 5,6,7	ТВФ- 60-2
БЛОКИ № 11,12	ТГВ -200-2 МЦЗ

### ***О реализации крупного проекта ПГУ -478 мВт***

За полвека существования Навоийской ТЭС неоднократно проводилась её частичная реконструкция с вводом новых мощностей. А четыре года назад началось осуществление крупного инвестиционного проекта – строительство парогазовой установки мощностью 478 мегаватт (ПГУ-478). Оно предусматривалось постановлением Президента Узбекистана №1776 от 19 августа 2009 года.

Реализация проекта возникла в связи с необходимостью замены оборудования, эксплуатируемого в течение десятилетий. Ученые отраслевых научно-исследовательских институтов пришли к выводу, что на ТЭС, использующих в качестве топлива природный газ, наиболее эффективно строительство парогазовых установок. Первоначально ПГУ предполагалось возвести в унитарном предприятии «Ташкентская ТЭС». Но в связи с созданием свободной индустриально-экономической зоны на государственном уровне было принято решение возводить её в ОАО «Навоийская ТЭС».

Финансирование этого крупного проекта осуществлялось республиканским Фондом реконструкции и развития, Национальным банком внешней экономической деятельности и собственными средствами государственной акционерной компании (ГАК) «Узбекэнерго». Кабинетом Министров республики в качестве исполнителей проекта на конкурсной основе был определён консорциум компаний – «Инитеク энергия» (Испания) и «Чалик энержи» (Турция). 8 августа 2009 года был подписан международный контракт между ГАК «Узбекэнерго» и вышеуказанным консорциумом. Согласно данному контракту, международный консорциум обязался сдать ПГУ-478 «под ключ» в течение 36 месяцев. Был также заключен контракт со всемирно известной компанией «Мицубиси» (Япония) на поставку основного оборудования – газовых и паровых турбин в

комплекте с генераторами – суперсовременных энергетических агрегатов для мощных парогазовых установок.

Испанская компания взяла на себя проектирование, сопровождение проекта, комплектацию и наладку устанавливаемого оборудования. Турецкая – выполнение строительных и монтажных работ. В период строительства консорциум привлек в качестве подрядчиков десятки фирм. В разгар строительства в нём участвовало до тысячи квалифицированных рабочих и специалистов. В самой ТЭС была создана группа по реализации проекта строительства, в которую вошли несколько ведущих инженеров, экономистов и юристов предприятия. Они оперативно решали множество технических, финансовых и юридических вопросов, в том числе и на международном уровне. Введение ПГУ-478 было завершено в оговоренный контрактом с международным консорциумом срок. В августе 2012 года здесь началась наладка оборудования и его пробный пуск, а в октябре парогазовая установка была введена в эксплуатацию. Это позволило ОАО «Новоийская ТЭС» почти в полтора раза увеличить выработку электроэнергии. Очень важно и то, что успешная реализация на нашем предприятии инвестиционного проекта строительства уникальной парогазовой установки положила начало осуществлению государственной программы обновления генерирующего оборудования тепловых электростанций страны. Факт этот примечателен, так как, тенденция роста потребления электроэнергии, является одним из первейших признаков подъёма экономики любой страны. Положительная оценка со стороны видных экономистов мира курса экономической политики руководства республики, в условиях продолжающего глубокого мирового экономического кризиса, тоже факт отрадный. Как результат разработки и претворения в жизнь руководством республики во главе с Президентом Исламом Абдуганиевичем Каримовым, программы антикризисных мер по защите экономики страны от негативных последствий мирового кризиса – смелая реализация крупных международных инвестиционных проектов в реальном секторе экономики, в том числе и в энергетике, верный признак того

## **1.1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ТЭС и ПГУ -478 МВТ**

На тепловых электростанциях химическая энергия сжигаемого топлива преобразуется в котле в энергию водяного пара, приводящего во вращение турбоагрегат. Механическая энергия вращения турбины преобразуется генератором в электрическую. В энергетике Узбекистана на долю КЭС приходится до 80% выработки электроэнергии. Топливом для электростанций служат уголь, торф, сланцы, газ, мазут.

**Основными особенностями КЭС являются:**

- удалённость от потребителей электроэнергии, что определяет в основном выдачу электроэнергии на высоких и сверхвысоких параметрах;
- блочный принцип построения электростанций.

Мощность КЭС обычно такова, что каждая из них может обеспечивать электроэнергией крупный район страны. Поэтому существует еще одно название этих электростанций – государственная районная электростанция (ГРЭС).

Рассмотрим упрощенную принципиальную технологическую схему энергоблока КЭС. Энергоблок представляет собой по сути дела как бы отдельную электростанцию со своим вспомогательным оборудованием и центром управления. Связи между блоками по технологическим линиям обычно не предусматривается.

***Построение КЭС по блочному принципу дает следующие преимущества:***

- облегчается применение пара высоких и сверхвысоких давлений вследствие более простой системы трубопроводов;
- упрощается технологическая схема и повышается надёжность;
- уменьшается количество резервного технологического оборудования;
- сокращается объём строительных и монтажных работ;
- обеспечивается удобное расширение электростанций, причём новые блоки при необходимости могут отличаться от предыдущих.

Технологическая схема КЭС (блока) (рис.1.1) состоит из нескольких подсистем:

- топливоподачи (со складами его хранения) –1;
- топливоприготовления - 2;

- основного пароводяного контура: (котёл 3 с горелками 4; турбина 5, конденсатор 6; конденсатный насос 9; подогреватель низкого давления 16; деаэратор 15; питательный насос 12; подогреватель высокого давления 11; водяного экономайзера 8;)
- воздушного экономайзера 10;
- циркуляционного водоснабжения (циркуляц. насос 7);
- золоулавливани золоудаления (дымосос 14);
- электрической части станции.(G, T, ОРУ)

Механизмы и установки, обслуживающие функционирование элементов технологической схемы образуют систему собственных нужд блока (СН).

КЭС имеют КПД = 40 – 42%, который в основном определяется тепловыми потерями в пароводяном контуре.

Энергия, вырабатываемая электрической частью КЭС, выдаётся на напряжении 110 – 750 кВ и лишь часть её отбирается для питания потребителей собственных нужд.

Генераторы ЭС через повышающие трансформаторы подключают к общему распределительному устройству станции ОРУ (открытое распределительное устройство).

#### *. Технологический процесс производства электроэнергии на газотурбинных электростанциях*

Основу современных газотурбинных электростанций составляют газовые турбины мощностью 25-100 МВт. Принципиальная схема технологического цикла заключается в следующем (рисунок )

Рисунок 1.4 Технологическая схема ГТЭС  
Топливо подаётся в камеру сгорания, туда же подаётся сжатый воздух от компрессора. Продукты сгорания отдают энергию газовой турбине, которая вращает компрессор и электрический генератор. Запуск установки осуществляется от стартового двигателя М и

составляет 1 – 2 мин. Это позволяет ГТЭС использовать для покрытия пиков нагрузки. Основная часть тепла выбрасывается в атмосферу, что обуславливает низкий КПД = 25 – 30% и значительное влияние на экологию.

Для повышения экономичности ГТЭС разработаны парогазовые установки (ПГУ). В них топливо сжигается в топке парогенератора. Пар из парогенератора направляется в паровую турбину, а продукты сгорания – на

газовую. Таким образом, ПГУ имеют два генератора, приводимых во вращение: один – паровой, другой – газовой турбиной. В настоящее время разработаны установки ПГУ мощностью 200–250 МВт.

### **Теплоэлектроцентрали**

**(ТЭЦ)**

Этот вид электростанций предназначен для централизованного снабжения предприятий и городов электроэнергией и теплом.

Являясь как и КЭС тепловыми станциями, ТЭЦ отличается от последних использованием тепла отработавшего в турбинах пара, который отправляется для отопления и горячего водоснабжения, а также на промышленное производство.

При такой комбинированной выработке электроэнергии и тепла достигается значительная экономия топлива по сравнению с раздельным электроснабжением от КЭС и выработкой тепла от местных котельных. На ТЭЦ производится около 25% электроэнергии, их КПД достигает 70%.

Особенности ТЭЦ показаны на схеме рис. 1.2. Специфика электрической части заключается в расположении рядом с электростанцией центров электрических нагрузок. В этих условиях часть мощности выдаётся в местную сеть на генераторном напряжении. С этой целью на станции имеется генераторное распределительное устройство ГРУ. Часть мощности идёт на собственные нужды, а остальная доля мощности выдаётся в энергосистему на высоком напряжении. Основное отличие ТЭЦ от КЭС заключается в специфике пароводяного контура и способе выдачи электроэнергии.

Следует отметить, что расход на СН ТЭЦ выше, чем у КЭС, что определяется большей долей теплового оборудования. Повышенная мощность теплового оборудования также оказывает влияние на экологию района её размещения. Современные ТЭЦ выполняются в блочном варианте. Объем проекта по расширению Навоийской ТЭС и конфигурация сооружаемого ПГУ обусловлены необходимостью ввода дополнительных мощностей для обеспечения надежного электроснабжения вышеуказанных потребителей. Эксплуатация нового оборудования будет вестись в конденсационном режиме. В связи с необходимостью замены выбывающего по причине исчерпания индивидуального ресурса генерирующего оборудования на Навоийской ТЭС. ГАК «Узбекэнерго» принято решение об установке на прилегающей к территории ТЭС площадке генерирующей мощности на уровне 478 МВт.ч.

В связи с выводом из эксплуатации ТЭЦ-90 мощностью 50 МВт (43 Гкал/ч) по причине исчерпания индивидуального ресурса оборудования необходимо предусмотреть покрытие тепловых нагрузок производимых ТЭЦ-90вог

Технология производства электроэнергии на ПГУ заключается в использование парогазового цикла, в котором в качестве теплоносителя используется дымовые газы и водяной пар.

Устройства состоит из двух блоков: газотурбинной(ГТУ) и паросиловой(ПС) установок. В ГТУ (315МВт) вращение вала турбины обеспечивается образовавшимися в результате сжигания природного газа, продуктами горения –газами. Образовавшиеся в камере сгорания газотурбинной установки продукты горения врашают ротор турбины, а та, в свою очередь ,крутит вал генератора .Затем ,образовавшиеся отходящие газы с температурой 600<sup>0</sup>С направляются в рекуперации тепла , где превращаются в пар , который заставляет вращаться паровую турбину(163.5МВт). В итоге ,суммарная номинальная мощность установки составляет 478МВт , также в котле утилизаторе установлены 2 дополнительные газовые горелки , для повышения паропроизводительности и как следствие повышения мощности ПГУ дополнительно на -28Мвт.

КПД установки составляет 57,4%

.

## ***1.2 Назначение, область применения устройств противоаварийной автоматики***

**Противоаварийная автоматика:** совокупность устройств, обеспечивающая измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы

**Устройство противоаварийной автоматики:** техническое устройство (аппарат, терминал), выполняющее фиксацию аварийного возмущения, обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, выбор управляющих воздействий, передачу аварийных сигналов и команд управления или реализацию управляющих воздействий и обслуживаемое (оперативно и технически) как единое целое

**Централизованная система противоаварийная автоматика:** комплекс противоаварийной автоматики, осуществляющий контроль электроэнергетического режима энергосистемы или ее части и выполняющий автоматический расчет параметров срабатывания входящих в указанный комплекс противоаварийной автоматики устройств

**Режимная автоматика:** совокупность устройств, обеспечивающая измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для регулирования параметров режима энергосистемы (частоты

электрического тока, напряжения, активной и реактивной мощности).

**Ресинхронизация:** процесс восстановления синхронной работы электрической станции или части энергосистемы после нарушения синхронизма, не связанный с делением энергосистемы.

Автоматическое противоаварийное управление в энергосистеме реализуется посредством устройств и комплексов ПА, обеспечивающей выполнение следующих функций:

- предотвращение нарушения устойчивости;
- ликвидация асинхронных режимов;
- ограничение снижения или повышения частоты;
- ограничение снижения или повышения напряжения;
- предотвращение недопустимых перегрузок оборудования.

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости организуется по иерархическому принципу и состоит из одного или нескольких уровней:

- уровень Единой энергетической системы Узбекистан координирующая система противоаварийной автоматики (КСПА);
- уровень объединенной или региональной энергосистемы – централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА);

- уровень объектов электроэнергетики – локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ).

Уровень КСПА и ЦСПА в данном стандарте не рассматривается.

В состав устройств и комплексов ПА входят технические средства:

- устройства измерения параметров доаварийного и аварийного электроэнергетических режимов;

- пусковые устройства (органы);

- исполнительные устройства (органы);

- устройство автоматической дозировки воздействия, выполняющее выбор управляющих воздействий (УВ);

- устройства приема-передачи доаварийной и аварийной информации, сигналов и команд управления;

- каналы передачи указанной информации.

Устройства приема-передачи доаварийной и аварийной информации,

сигналов и команд управления и каналы передачи указанной информации в

данном стандарте не рассматриваются.

Функции противоаварийного управления реализуются посредством следующих управляющих воздействий:

- кратковременная и длительная разгрузка турбин энергоблоков ТЭС и;

- электрическое торможение генераторов;

- отключение генераторов электростанций;

- автоматическая загрузка генераторов;

- деление энергосистемы на несинхронно работающие части;

- изменение топологии электрической сети;

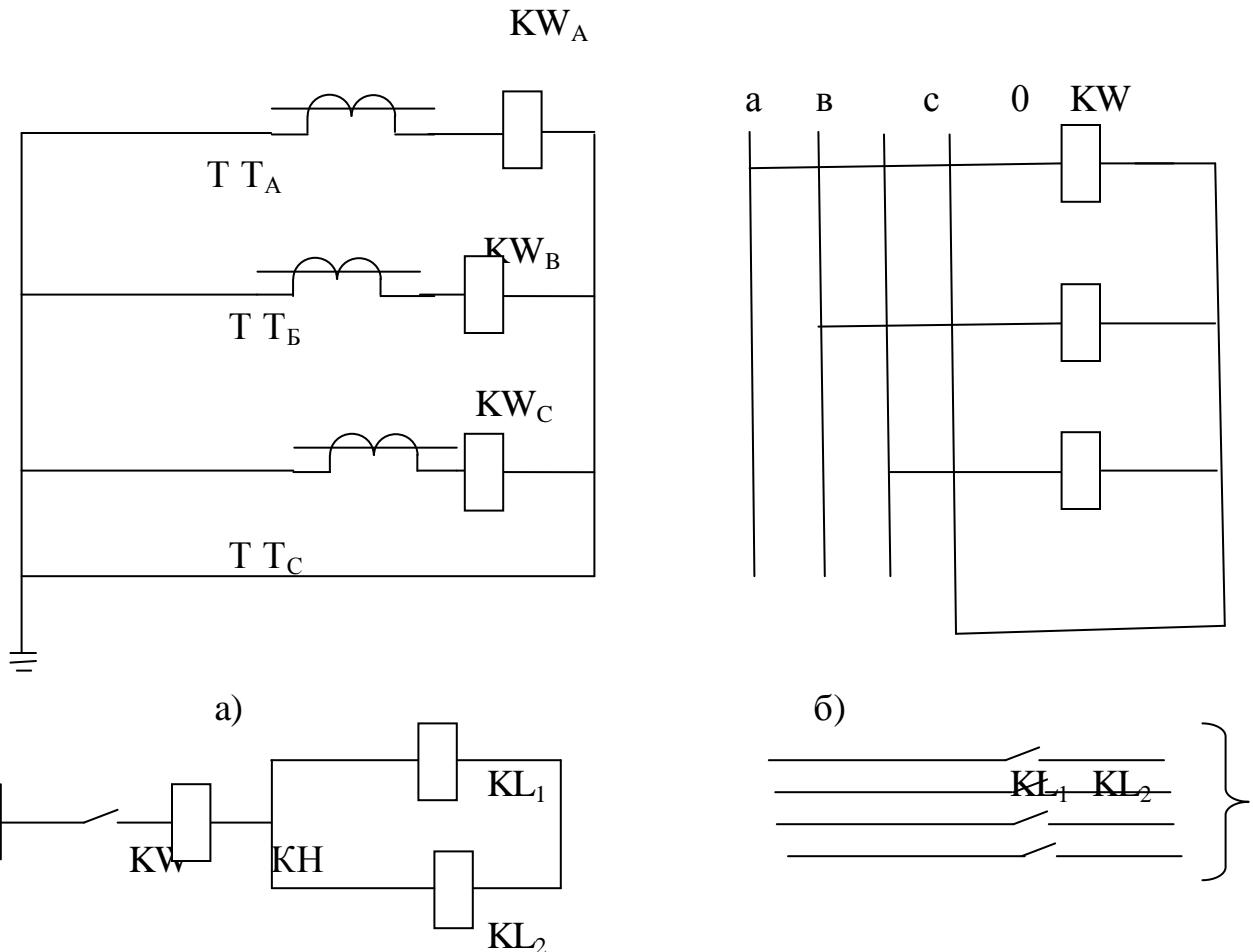
- изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети (вставок и передач постоянного тока, СКРМ, фазоповоротных устройств и т.п.);

- отключение нагрузки потребителей электрической энергии;

### 1.3 Устройства противоаварийной автоматики применяемых ГЕС-17

Устройства противоаварийной автоматики от наброса мощности

Автоматика от наброса активной мощности (АНМ) устанавливается на линиях электропередачи, подтвержденных перегрузкам



В)

Рис .

На рис. показана схема АНМ, в которой выявление и фиксации наброса активной мощности производится одним трехфазным максимальным реле активной мощности РМ, действующим на группу выходных промежуточных реле  $KL_1, KL_2$  через указательное реле РУ (KH). Устройства АНМ действует на отключение генератора (ОГ) и деление линии.

К реле мощности подводятся фазные токи от трансформаторов тока контролируемой линий и фазные и фазные напряжения от трансформаторов напряжения шин или этой же линии характеристика вращающего момента подвижной системы реле активной системы реле активной мощности имеет вид:

$$P_p = KU_p I_p \cos\varphi$$

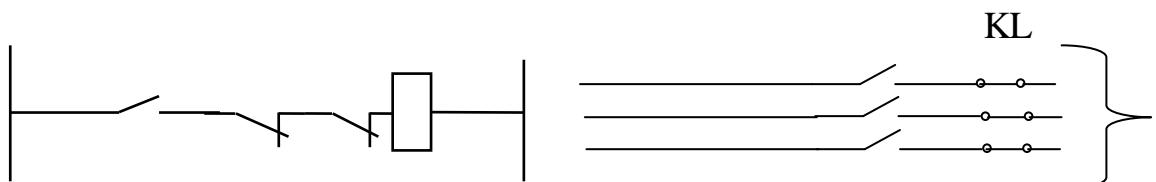
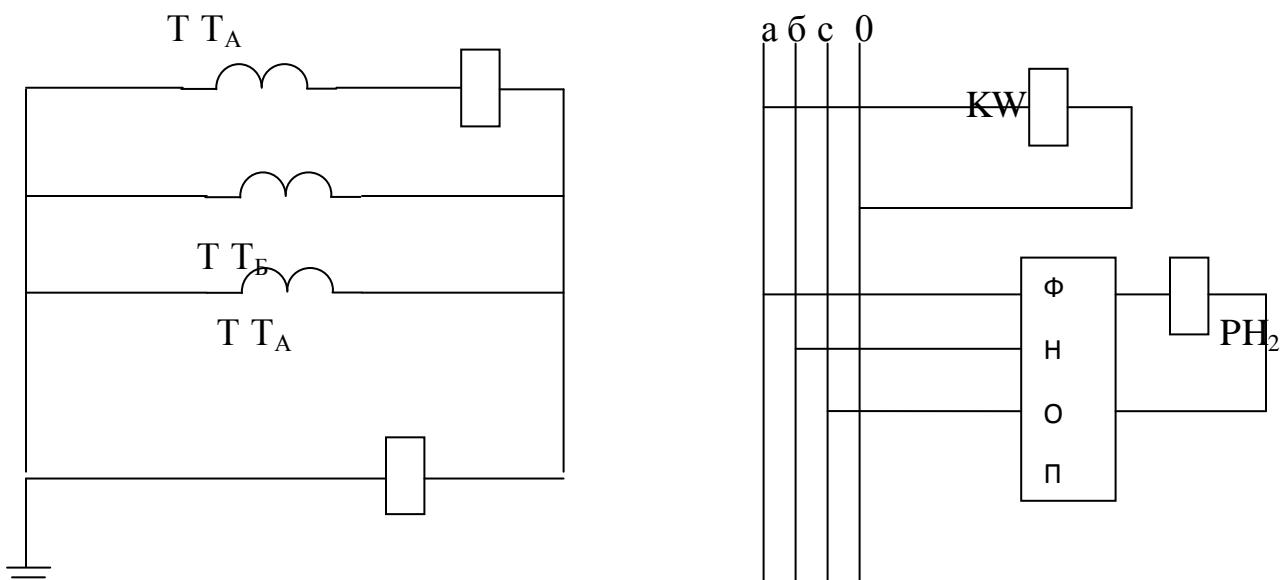
Трехфазные максимальные реле активной мощности типа РБМ-275 выпускается промышленностью

Первичная мощность срабатывания реле активной мощности ,включаемых на фазные ток и напряжение, может быть определена по выражению:

$$P_{cp1} = P_{cp2} K_u K_I$$

Где  $P_{cp1}$  и  $P_{cp2}$  -соответственно первичная и вторичная мощность срабатывания на фазу:  $K_u$  , $K_I$ -коэффициент трансформации трансформаторов напряжения и тока , к которым подключено реле.

Схема АНМ с однофазным максимальными реле активной мощности имеют некоторые особенности .Однофазные реле мощности включенное на фазные ток и напряжения может сработать ложно при несимметричном КЗ например реле мощности на рис 2



Как видно из векторной диаграмме рис 2(г) при металлическом двухфазном КЗ между фазами А,В векторы  $I_A$   $U_A$  почти совпадают по фазе ,благодаря чему реле мощности будет работать в условиях близких к максимальной чувствительности

Поскольку ток при КЗ может быть значительным, реле мощности сработает несмотря на пониженное фазное напряжение  $U_A = 0.5U_\Phi$

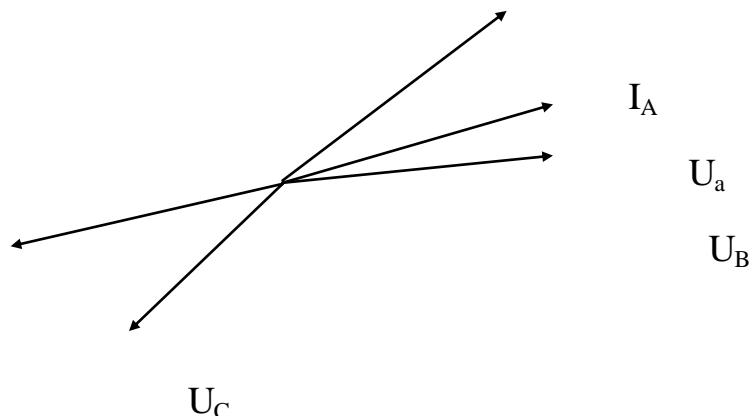
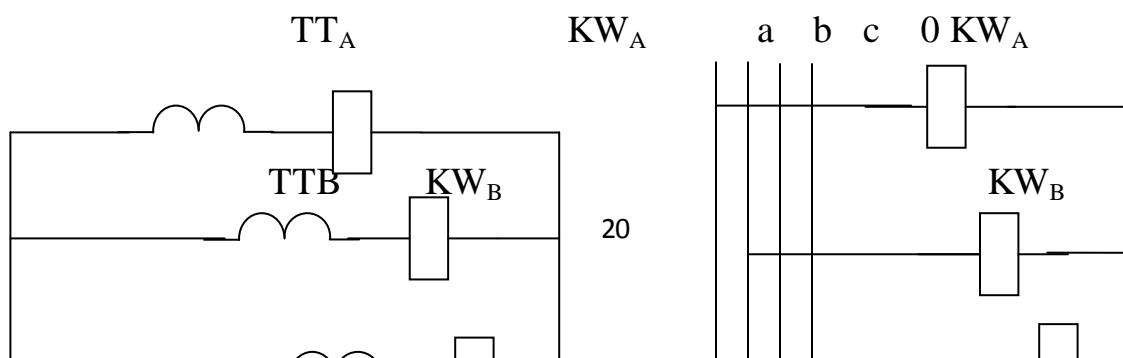


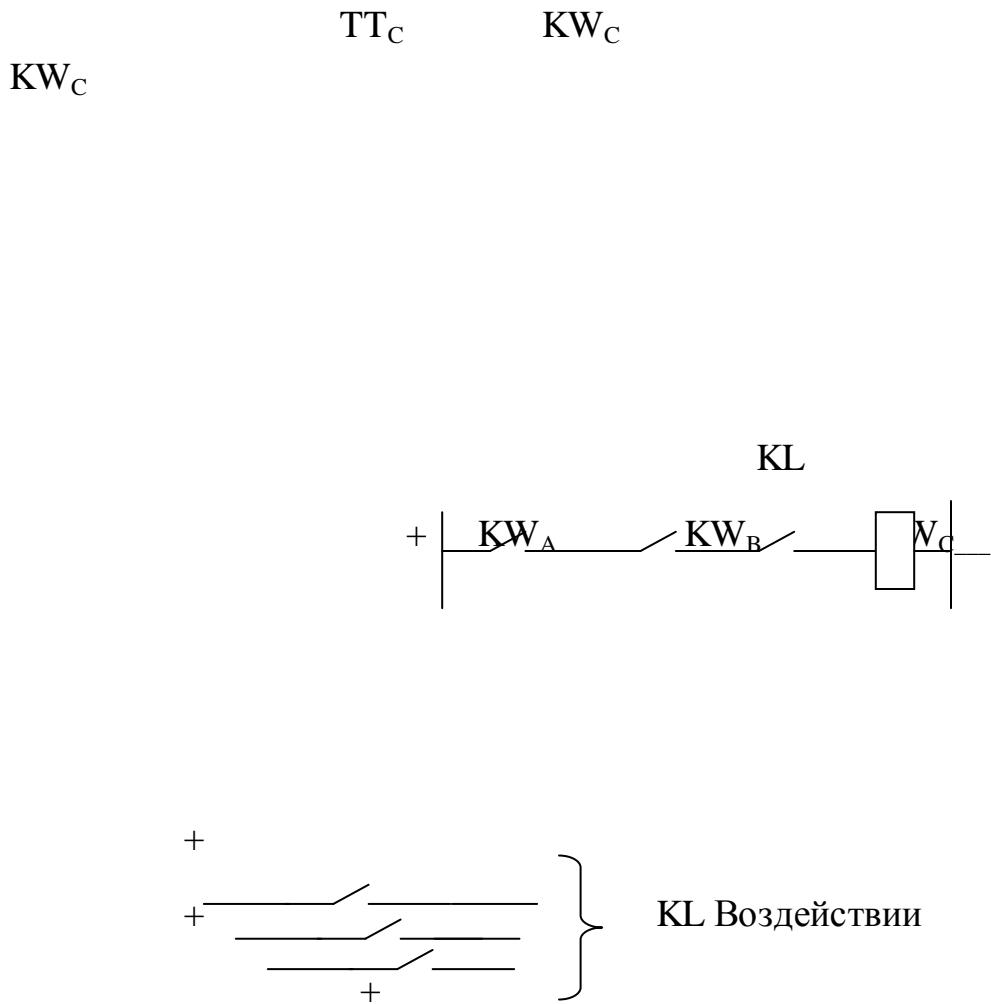
РИС-

Для предотвращения ложного действия ПА в схеме на рис 2 установлены реле РН2,включенное на фнол(фильтр напряжение обратной последовательности токовые реле нулевой последовательности РТ, ,срабатывающие и выводящие па из действия при несимметричных КЗ

Второй вариант АНМ с одно фазными максимальными реле активной мощности приведен на рис 3. В этой схеме для ложных действий при несимметричных КЗ применено три таких реле.Реле построены на одинаковые уставки и включены на фазные токи и напряжение , а контакты их соединены последовательно .

Устройства АНМ выполненные по рис 3 производить необходимые воздействие только при условии врабатывания всех трех реле мощности  $PM_A$   $PM_B$   $PM_C$  , что может быть только при увеличении мощности до уставки срабатывания реле во всех фазах. При срабатывании по любой причине одного или двух реле мощности АНМ не действует





Рис

В некоторых случаях применяют устройства АНМ , которые реагируют на устройства АНМ на два параметра : мощность и напряжение . Схема цепей постоянного тока одного из таких реле приведена на рис .

Реле минимального напряжения РН1,РН2 РН3 включены на междуфазные напряжение  $U_{AB}$  $U_{BC}$   $U_{CA}$  и имеют уставку около 80-90% нормального напряжения . При симметричном напряжении до уставки реле они срабатывают и через промежуточные реле KL1 подают постоянный ток на контакт трехфазного реле мощности РМ. Если при этом мощность также превышает уставку реле РМ , то автоматика действует разгрузку электропередачу

При применении однофазных реле мощности они могут включат по схемам приведенным рис или

Уставка мощности срабатывание максимальных реле активной мощности в схемах устройств АНМ должна быть надежна отстроена от наибольшего допустимого перетока мощности в нормальном режиме  $P_{\text{доп}}$  определяемого согласно по выражению

$$P_{\text{доп}} = \frac{P_{\text{MAX}} - \Delta P_{\text{HK}}}{K_{\text{зст}} + 1}$$

$K_{\text{зст}}$ - нормативный коэффициент запаса статической устойчивости и обеспечивать необходимую чувствительность действия при максимальном (предельной) значении перетока мощности  $P_{\text{max}}$  соответствующим углу 90) по первому условию мощность срабатывания должна быть равна

$$P_{cp} = \frac{K_h P_{\text{доп}}}{K_s}$$

Где  $K_h$ -1,05-1,1- Коэф надежности отстройки учитывающий погрешности реле и расчетов.

$K_s \geq 0,85$ коэф возврата максимального реле активной мощности

По второму условию коэф чувствительности определяется как:

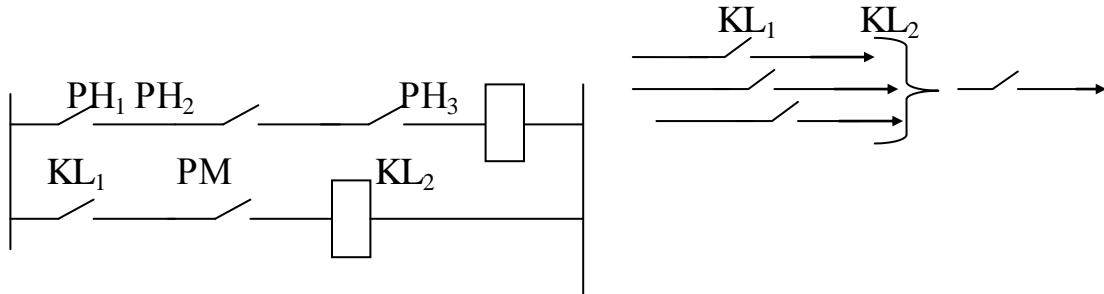
$$K_q = \frac{P_{\text{max,рем}}}{P_{cp}}$$

Где  $P_{\text{max}}$  - максимальное значение мощности в контролируемой сечении при углы  $\delta = 90$  в ослабленном режиме

Чувствительность считается удовлетворительной при  $K_q \geq 1,2$

Достоинством схем устройств АНМ , приведенных на рис 1 -4 является их простата и быстродействия. При правильно выбранных уставках и правильной дозировке воздействий на разгрузку линий электропередачи устройства АНМ позволяет , не опасаясь нарушению статической устойчивостью ,увеличивать загрузку электропередач обеспечивая максимальное использование их пропускной способности

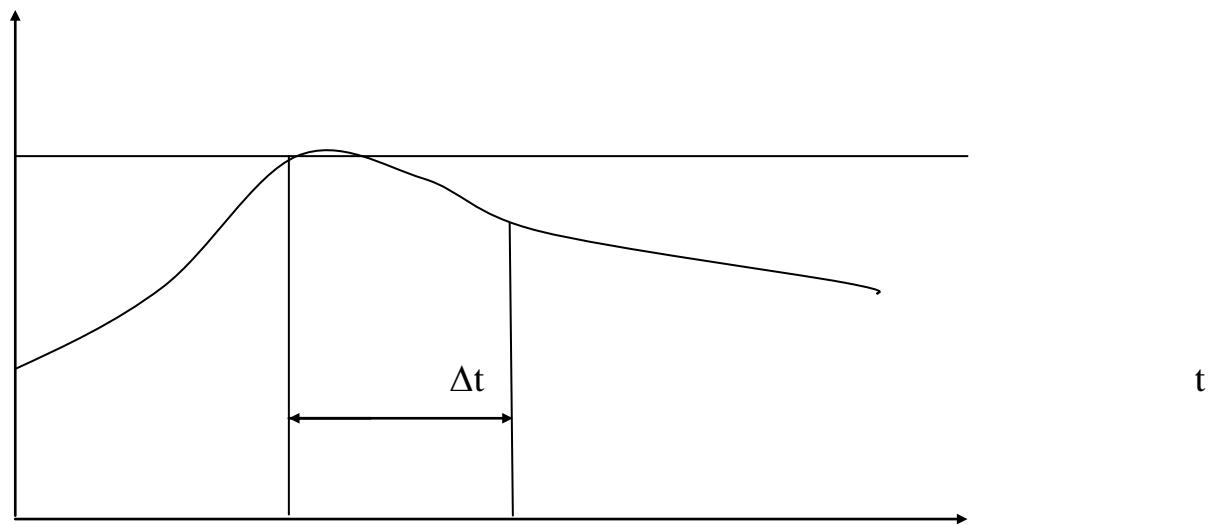
Вместо с тем рассмотренные схемы имеют и существенный недостаток , который состоит в том , что устройства не способна выявлять тенденции изменения перетока мощности и поэтому может срабатывать при синхронных качаниях перетоков мощности до уставки максимальных реле активной мощности.



Если процесс нормально работает переток мощности возрастает и достигает уставки срабатывания устройства АНМ (ТОЧКА а), то устройство срабатывает и произведет предусмотренные воздействия для снижения перетока (линии после точки а)

В то же время увеличение перетока могла быть небольшим и кратковременным и переток мог быстро через время  $dt$  снизиться до мощности возврата реле без воздействия от АНМ (траекторная линия после точке а)

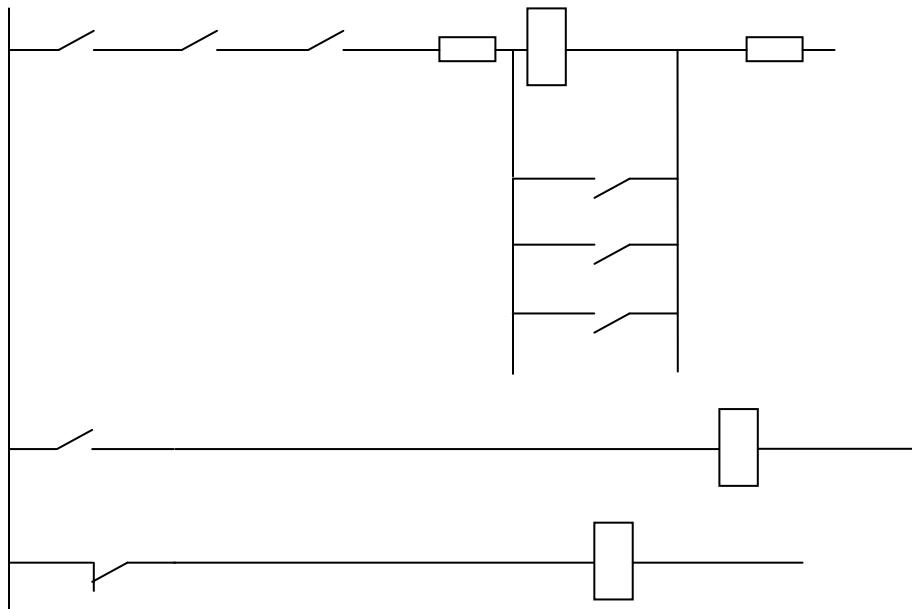
P



Для устранения отмеченного недостатка в ряде случаев схема устройства АНМ дополняется реле времени , который замедляя устройства , предотвращает не вызываемые необходимостью действие

Схема устройства АНМ с замедлением приведена на рис . Выявнительным органом в этой схеме являются три одно фазных максимальных реле активной

мощности типа РБМ-275, контакты которых соединены последовательно. Для повышения надежности срабатывания и разгрузки контактов реле мощности в условиях , когда переток мощности колеблется вблизи уставки реле , в схеме применен подхват первого срабатывания реле KL 1. Возврат этого реле происходит при снижении перетока мощности .Выдержка времени на реле РВ1 установлен0,5-1 сек



Оснащение энергосистем устройствами автоматики как АПВ,АВР,АРВ синхронных генераторов и компенсаторов ,АРЧМ(Автоматическое регулирование режима энергосистемы по частоте и перетоком активной мощности ,АЧР(Автоматическое частотная разгрузка ,существенно повышает надежности их работы.

Однако развития энергосистем, появление обедненных энергосистем сооружение гидравлических, тепловых электростанций большей мощности и протяженных сильно загруженных ЛЭП усложнило управление режимами энергосистем и выдвинуло новые требования в части их дальнейшей автоматизации, автоматизации, особенно в аварийных условиях .

В энергосистемах могут возникать следующие нарушение в нормальных режимах работы:

А) опасные перегрузки ЛЭП и между системных связей из-за непредвиденных изменений балансов мощности генераторов и нагрузки в одной или нескольких связанных между собой энергосистемы .

Б) опасное набрось мощности на электропередачи и между системных связи при внезапных отключенииях генераторов или нагрузки в смежных частях ОЭС или соседних ОЭС

В) внезапные отключение одной из между системных связей ,в том числе наиболее мощной , отключение отдельных участков двух цепных или кольцевых электропередач ,угрожающие нарушение динамической устойчивости

Г) разрывы мощных электропередач вызывающие набросы мощности на слабые шунтирующие сети более низких напряжений и опасное повышение частоты в энергосистемах.

Д) затяжные КЗ ,отключаемые действием резервных защит или УРОВ.

Е) кратковременные неполнофазные режимы в цикле ОАПВ, и при отказы отдельных фаз выключателей.

Ж) односторонние отключение протяженных участков электропередач 330; 750 кВ вызывающие повышения напряжение, опасное для оборудования.

В энергосистемах возникают асинхронные режимы двух видов:

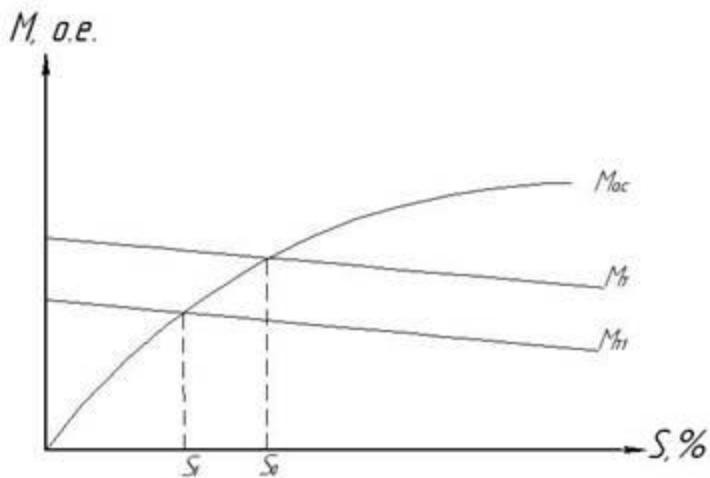
- 1) асинхронный режим с возбуждением;
- 2) асинхронный режим при потере возбуждения.

Первый режим возникает при нарушении устойчивости, когда угол между векторами напряжения двух источников меняется в пределах от 0 до  $360^\circ$ , т.е. имеют место несинхронные повороты ротора относительно статора.

Рассмотрим далее асинхронный режим при потере возбуждения генератора. При нарушении в системе возбуждения часто можно быстро устраниить неисправность, в крайнем случае перейти на резервное (на электростанциях обязательно есть резервный возбудитель). Желательно оставить генератор в работе, пока ликвидируется неисправность или происходит переход на резервный возбудитель.

Этот режим работы генератора без возбуждения в течение какого-то ограниченного времени и называется асинхронным режимом. Покажем, что он теоретически возможен.

При потере возбуждения синхронный момент исчезает с некоторой постоянной времени, генератор сбрасывает активную нагрузку до нуля. По мере уменьшения тормозящего момента на валу возникает избыточный момент, частота вращения генератора возрастает, впуск рабочего тела пока прежний, ротор вращается несинхронно со статором, и в замкнутых контурах ротора индуцируется переменный ток с частотой скольжения и создается асинхронный (тормозящий) момент. Асинхронный момент создается за счет взаимодействия вращающегося поля статора и токов, наведенных им в замкнутых контурах ротора и бочке ротора. Характер изменения асинхронного момента зависит от типа генератора, состояния обмотки возбуждения и т.д. Как известно, среднее значение  $M_{ac}$  от  $S$  определяется следующей зависимостью (рис. 1).



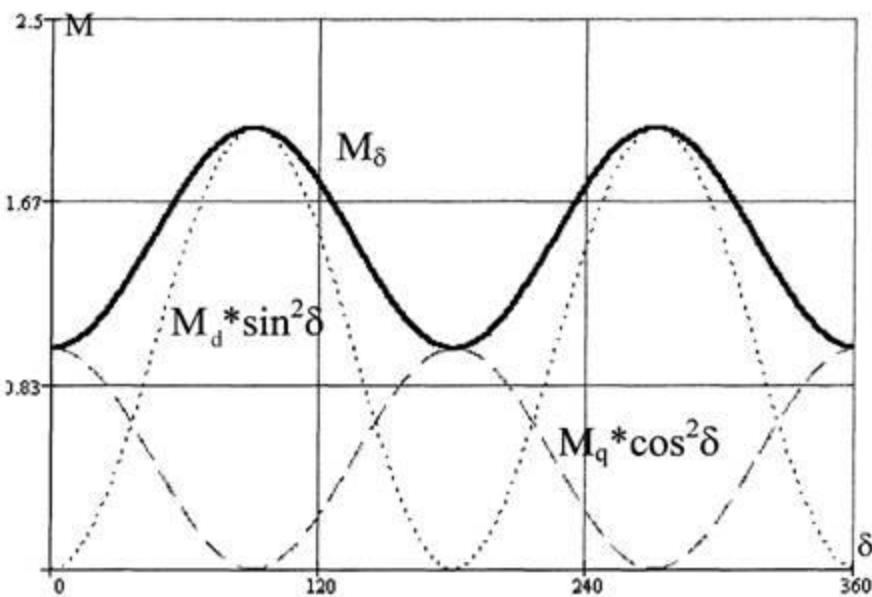
В свою очередь моментная характеристика турбины при изменении  $S$  и при неизменном впуске рабочего тела имеет падающий вид. Если же еще уменьшить впуск рабочего тела получим характеристику изменения  $M_{t1}$ . Моменты турбины  $M_t$  и  $M_{t1}$  будут уравновешены возрастающим асинхронным моментом, возникает новый установившийся режим при некоторых скольжениях. И если мы установим, что особых ограничений по таким режимам нет, то можно генератор оставить в работе.

Необходимо сделать замечание, что лишь условно можно считать, что асинхронный режим является устойчивым, т.к.  $M_{ac}$  не остается постоянным, а пульсирует из-за одноосности обмотки возбуждения и неодинаковой магнитной проводимости в продольной и поперечной осях генератора около среднего значения по закону:

$$M_{ac} = M_d \sin 2 + M_q \cos 2,$$

где - угол сдвига продольной оси ротора относительно магнитного потока в зазоре;  $M_d$  и  $M_q$ - моменты на валу, соответствующие максимуму тока в продольной и поперечной осях.

График изменения  $M_{ac}$  показан на рис.2.



**Автоматика ликвидации асинхронного режима (автоматика прекращения асинхронного хода) (АЛАР), (АПАХ)** — автоматическая система управления в электроснабжении, является автоматикой энергосистем, поддерживая их устойчивость (глобально).

#### Назначение

В энергосистемах генераторы электростанций включены параллельно и в нормальном состоянии ЭДС, вырабатываемая на этих генераторах имеет одинаковую частоту, амплитуду и фазу (все векторы ЭДС вращаются синхронно). Это необходимо для исключения перетоков мощности между генераторами. Кроме того все генераторы являются синхронными машинами и работают в синхронном режиме (скольжение основного магнитного поля  $S$  равно нулю, ненулевые значения наблюдаются лишь при пуске и кратковременно в переходных режимах — набросе и сбросе нагрузки).

Незначительные изменения мощности потребления и генерации (в масштабах энергосистемы) приводят к малой разнице в частотах ЭДС, вырабатываемых в частях энергосистемы и появление небольших «качаний» напряжения (биений), называемые «синхронные качания». При этом генераторы не выпадают из синхронизма и качания в системе достаточно быстро затухают (благодаря демпфирующими свойствам пусковых "бельичих клеток" и массивных деталей роторов генераторов).

При дефиците мощности в части энергосистемы или в одной из энергосистем по причине отключения части генераторных мощностей (отключение ЛЭП, по которой передаются значительные мощности извне; аварийный останов генератора или группы генераторов) нагружаются оставшиеся в работе генераторы, частота вращения их понижается и при несвоевременно принятых мерах они переходят в асинхронный режим («вываливание из синхронизма»),

при этом скольжение приобретает значительные величины (магнитное поле начинает вращаться относительно ротора машины).

ЭДС части генераторов энергосистемы начинают вращаться относительно друг друга (угол поворота роторов друг относительно друга более 180 град), происходят огромные перетоки мощности между генераторами, создавая т. н. «качание сети», при котором величина напряжения в системе изменяется от минимальных до максимальных значений (происходят биения от сложения ЭДС с разной фазой и частотой; особенное уменьшение напряжения наблюдается в т. н. «центрах качаний»), происходит увеличение потребления промышленной нагрузки (за счёт останова асинхронных двигателей — т. н. «опрокидывания») отключение оставшихся генераторов и выход из строя всей энергосистемы и даже нескольких энергосистем с потерей энергопотребления огромных районов, с нанесением колоссальных убытков.

Для исключения возникновения асинхронного хода на генераторах, возникновения «качаний в сети» и развала всей системы предназначена **АЛАР**, иногда именуемая **АПАХ** (название считается устаревшим).

## **1.3. Принцип действия противоаварийной автоматики**

---

АЛАР относится к сложным и ответственным системам, обеспечивающим устойчивость энергосистемы в целом. Принципы действия АЛАР различаются по разновидностям пусковых устройств (ПУ):

- Скорости снижения сопротивления (АЛАР ФССС);  
Реагирует на характерное для асинхронного режима медленного понижения напряжения и роста тока (на увеличение комплексного сопротивления сети с ограниченной скоростью с последующим изменением направления мощности).
- Повышения фазового угла электропередачи (АЛАР ФППУ);  
Фиксирует начало асинхронного хода по нарастанию фаз напряжения в контрольных точках сети.
- Циклов асинхронного режима — фиксирования циклов (АЛАР ФЦ);  
Фиксирует начало асинхронного хода по циклическим срабатываниям реле сопротивления (или реле максимального тока) и совместных с ним циклов срабатывания и возврата реле активной мощности.
- Фазного тока (АЛАР ФТ).

Типовое устройство АЛАР состоит из нескольких ступеней срабатывания (до трёх), принципы срабатывания ПУ которых различны.

Улавливая возникновение качаний в сети АЛАР отключает часть линий внутри энергосистемы, разделяя их на автономно работающие части, чем обеспечивает восстановление синхронного режима (ресинхронизация). При этом АЛАР работает совместно с автоматической частотной разгрузкой (АЧР). После восстановления нормального режима в разделённых частях происходит включений линий между ними и целостность энергосистемы восстанавливается.

Поскольку развитие асинхронного режима (и возникновение качаний) могут происходить лавинообразно, то АЛАР должна иметь достаточное быстродействие. Кроме того система АЛАР должна различать опасный асинхронный режим и неопасные синхронные качания. Переход генератора в асинхронный режим работы при потере возбуждения происходит следующим образом. При обрыве тока в обмотке ротора исчезает его магнитное поле и, следовательно, синхронный электромагнитный момент  $M_s$ . Равновесие между моментами на валу турбогенератора нарушается, и генератор, оставаясь

включенным в сеть, выходит из синхронизма: избыточный вращающий момент турбины AfT разгоняет ротор, частота его вращения становится выше синхронной (в первый момент до 5 — 6% при номинальной нагрузке). Регулятор турбины, стремясь сохранить частоту вращения турбогенератора нормальной, уменьшит пропуск пара в турбину, вследствие чего несколько снизится скольжение и активная мощность генератора. Однако опережение ротором магнитного поля статора останется, и это приведет к тому, что в замкнутых контурах ротора (клиньях, зубцах, обмотке ротора, если она окажется замкнутой, например, на резистор самосинхронизации) появятся переменные токи, имеющие частоту, численно равную скольжению, умноженному на частоту энергосистемы. Взаимодействие магнитных полей этих токов с магнитным полем статора создаст на валу турбогенератора асинхронный электромагнитный момент  $Ma$ , тормозящий ротор. При некотором значении  $Ma$  установится равновесие его с моментом турбины  $Mt$ . В установившемся асинхронном режиме (или иначе — при асинхронном ходе) генератор будет выдавать в сеть асинхронную активную мощность. Рабочий магнитный поток в зазоре генератора при асинхронном ходе образуется за счет сети.

Длительность работы и допустимая нагрузка турбогенераторов в асинхронном режиме без возбуждения ограничиваются различными факторами: для турбогенераторов с косвенным охлаждением — потерями в роторе, достигающими наибольших значений в конструктивных деталях ротора в случае разомкнутой обмотки возбуждения; для турбогенераторов с непосредственным охлаждением — значением допустимого тока статора и нагревом элементов торцевых зон статора, особенно крайних пакетов активной стали из-за резкого возрастания магнитных полей рассеяния в зоне лобовых частей обмоток. Нагрев зависит от значения активной нагрузки, он не везде контролируется термометрами сопротивления и нарастает очень быстро — в течение 8—10 мин. Чтобы избежать нежелательных местных нагревов и повреждений, установлена следующая продолжительность работы турбогенераторов в асинхронном режиме: 30 мин для турбогенераторов с косвенным охлаждением и генераторов серии ТВФ;

15 мин для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток мощностью до 300 МВт.

Активная нагрузка при этом должна быть снижена до 60% номинальной для турбогенераторов с косвенным охлаждением и до 40% номинальной для турбогенераторов серий ТВФ, ТВВ, ТГВ, ТВМ. Чтобы удержать турбогенераторы в асинхронном режиме работы, разгружать их необходимо за время не более 2 мин, причем разгрузка до 60% номинальной мощности не должна превышать 1 мин для турбогенераторов мощностью до 150 МВт и 30 с для турбогенераторов большей мощности.

Быстрая разгрузка необходима также и потому, что при переходе в асинхронный режим турбогенератор, потерявший возбуждение, начинает потреблять из сети реактивную мощность, при этом все остальные параллельно работающие генераторы могут перегрузиться по току статора и

ротора вследствие их участия в покрытии возникшего дефицита реактивной мощности. Поэтому при переходе какого-либо турбогенератора в асинхронный режим персоналу следует контролировать нагрузку других генераторов станции и при необходимости разгружать их до значений токов статора и ротора, допускаемых в аварийных режимах. Переход турбогенератора в асинхронный режим работы из-за потери возбуждения обычно сопровождается следующими изменениями показаний измерительных приборов:

ток статора значительно увеличивается и колеблется с двойной частотой скольжения около некоторого среднего значения; напряжение статора понижается в зависимости от значения нагрузки, и стрелка прибора немного колеблется; выдача генератором активной мощности понижается, и стрелка прибора сильно колеблется;

реактивная мощность не выдается, а потребляется генератором из сети, на что указывает стрелка прибора, отклоняющаяся (с небольшими колебаниями) в другую сторону шкалы;

в обмотке ротора, если она окажется замкнутой на возбудитель или резистор самосинхронизации, протекает переменный ток, и стрелки приборов (амперметра и вольтметра) в цепи ротора колеблются с частотой скольжения в обе стороны от нуля. При обрыве в цепи возбуждения показание амперметра будет равным нулю.

Колебания значений тока, напряжения и мощности на турбогенераторе, работающем в асинхронном режиме, возникают из-за периодического проворота несимметричного в магнитном отношении ротора относительно поля статора.

**Действия персонала.** Убедившись по показаниям приборов в потере возбуждения и выходе турбогенератора из синхронизма, персонал должен:

немедленно отключить его АГП; снизить активную нагрузку до указанных выше значений; выяснить и устранить причину потери возбуждения от «своего» возбудителя или перейти на резервное возбуждение.

Если в течение времени, допустимого для работы турбогенератора в асинхронном режиме, не удастся восстановить возбуждение, генератор необходимо разгрузить и отключить от сети.

Практика показывает, что после восстановления возбуждения при сниженной до соответствующих значений активной нагрузки ресинхронизация турбогенератора проходит успешно, без повторных циклов колебаний асинхронного режима. При полной нагрузке турбогенераторы с трудом втягиваются в синхронизм и лишь после значительного увеличения тока возбуждения.

Одновременно с принятием мер по восстановлению возбуждения генератора необходимо поднять напряжение на сборных шинах станции за счет использования резерва реактивной мощности других параллельно работающих генераторов. Следует проверить также значение напряжения на шинах с. и. блоков генератор — трансформатор и при необходимости

повысить напряжение путем перевода с помощью устройств АВР питания с. н. от резервного источника. Перевод питания с. и. от резервного источника обычно производится при снижении напряжения на шинах генератора ниже 0,8 Unom с выдержкой времени до 5 с. Асинхронный режим работы турбогенератора возникает не только при полной, но и при частичной потере возбуждения, например вследствие неправильного поворота штурвала реостата возбуждения или ошибочных действий с автоматическим регулятором возбуждения. Турбогенератор, частично потерявший возбуждение, утрачивает статическую устойчивость и выходит из синхронизма.

### Потеря устойчивости.

Группа турбогенераторов (или станция в целом) может также потерять устойчивость и выпасть из синхронизма относительно других генераторов энергосистемы при подъеме нагрузки или плановом отключении отходящих от станции линий электропередачи, связывающих ее с энергосистемой, без соответствующего увеличения выдачи генераторами реактивной мощности, а также при отказе быстродействующей защиты в отключении внешнего к. з. В отличие от асинхронного хода, вызванного полной потерей возбуждения, для асинхронного режима с возбуждением характерно наличие на валу турбогенератора двух электромагнитных моментов — синхронного  $M_s$  и асинхронного  $M_a$ . Алгебраическое суммирование их в каждый период времени с моментом турбины  $M_t$  приводит к появлению на валу знакопеременного результирующего момента вращения, при этом турбогенератор (или группа турбогенераторов) будет работать с переменным по знаку скольжением, переходя то в генераторный режим, выдавая мощность в сеть, то в двигательный режим, потребляя ее из сети. Такой режим работы сопровождается значительными колебаниями (качаниями) токов, активной и реактивной мощности между турбогенератором, выпавшим из синхронизма, и всеми другими параллельно работающими генераторами энергосистемы. Характер движений ротора генератора относительно вращающегося поля статора при асинхронном ходе и качаниях показан на рис. 18.

Если при этом колебания значений токов, мощности и напряжения не будут затухать, следует приступить к разгрузке турбогенератора по активной мощности вплоть до появления признаков втягивания его в синхронизм.

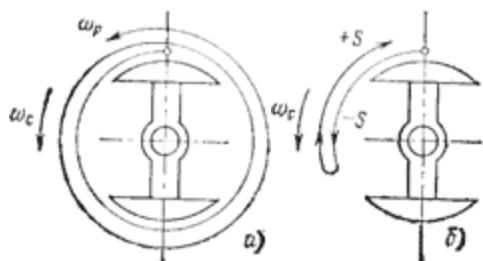


Рис. 18. Характер движения ротора генератора относительно вращающегося поля статора при асинхронном ходе и качаниях: а — асинхронный ход ( $\omega > \omega_s$ ); б — большие качания ротора при потере устойчивости;  $\omega_s$  — частота вращения поля статора в синхронном режиме; ( $\omega$

— частота вращения ротора; +S — скольжение в режиме двигателя ( $a>p<(0)$ );  
—5 — скольжение в режиме генератора (( $op>(oc)$ ))

При появлении колебаний (качаний) токов, мощности и напряжения на всех турбогенераторах данной секции шин станции в целом следует предположить, что причиной асинхронного режима является нарушение статистической устойчивости или неотключившееся к. з. (нарушение динамической устойчивости). Такой режим устраняется совместными действиями диспетчера энергосистемы и персонала станции, если он не ликвидируется самопроизвольно или действием автоматических устройств (АЧР, делительной автоматики и др.).

Основными назначениями ПА является :

А) предотвращение нарушений статической устойчивости линий электропередачи межсистемных связей в нормальных и послеаварийных режимах;

Б) предотвращение нарушения динамической устойчивости в цикли работе ОАПВ и БАПВ, а также в режимах максимальной нагрузки при расчетных видах КЗ, отключаемых как основными быстродействующими защитами, так и резервными защитами или действиями УРОВ. Назначением технических средств противоаварийного управления электроэнергетическими системами — противоаварийной автоматики является «... предотвращение возникновения и развития аварийных процессов в энергосистеме и ускорение восстановления нормальных режимов. противоаварийная автоматика предотвращает общезаводственные аварии с нарушением электроснабжения на длительное время и на значительной территории, приводящие к катастрофическим последствиям.

Как указывалось (см. введение), к противоаварийному управлению, по существу, относятся прежде всего технические средства автоматической защиты электроэнергетической системы от неизбежных КЗ автоматические устройства релейной защиты (АУРЗ), отключающие поврежденные электроэнергетические объекты. Самые быстродействующие из них вырабатывают противоаварийные управляющие воздействия в течение длительности одного периода промышленной частоты. Однако не всегда противоаварийные управляющие воздействия исполняются современными сложными быстродействующими выключателями поврежденных электроэнергетических объектов. Поэтому АУРЗ дополняются автоматическими устройствами резервирования отказов выключателей (УРОВ).

Они отключают ближайшие к неотключившимся поврежденным со стороны источника питания исправные электроэнергетические объекты с замедлением не менее собственного времени отключения выключателя. При этом, хотя

возмущающее воздействие на электроэнергетическую систему утяжеляется, тем не менее, действуя в самом начале возникновения токов коротких замыканий и сильных снижений напряжения, АУРЗ и УРОВ, как правило, предотвращают развитие аварийной ситуации.

Автоматические устройства релейной защиты исторически появились в самом начале развития электроэнергетики и, развиваясь совместно с УРОВ, выделились в отдельную область автоматики противоаварийного управления

Собственно к противоаварийной автоматике относятся бурно развивавшиеся по мере усложнения электроэнергетики — создания объединенных и единой электроэнергетических систем специфические технические средства предотвращения развития аварийных ситуаций после действия автоматических устройств релейной защиты, создающей не менее опасные, чем КЗ, возмущающие воздействия на ЭЭС, ОЭС и ЕЭС: отключение мощных генерирующих и сильно загруженных магистральных линий

Эффективность АПВ обусловлена неустойчивостью (самоликвидацией) дуговых КЗ (особенно однофазных на землю). Поэтому на линиях сверхвысокого напряжения кроме трехфазного применяется однофазное автоматическое повторное включение отключенного АУРЗ провода с однофазным КЗ на землю. Устройства АВР обеспечивают необходимую надежность функционирования собственных нужд ЭС и надежность электроснабжения от подстанции с секционированными шинами низшего напряжения. Существенно облегчает возмущающее воздействие на электроэнергетическую систему коротких замыканий автоматика релейной форсировки возбуждения (АРВФ) синхронных генераторов, компенсаторов и синхронных электродвигателей до технически возможного или ограничиваемого термической стойкостью современных мощных синхронных генераторов уровня. При этом за счет возрастания их ЭДС повышаются и остаточные напряжения (при КЗ) на шинах электростанций и подстанций.

При неудачном действии АПВ и неэффективности АРВФ аварийная ситуация обычно начинается с потери динамической или нарушения статической после отключения поврежденного электрооборудования устойчивости параллельной работы ЭС, развивается с наступлением асинхронного режима отдельных частей электроэнергетической системы, усугубляется снижениями напряжения и частоты, обусловливающими уменьшение производительности агрегатов собственных нужд тепловых электростанций, и нарушениями устойчивости работы электромеханической нагрузки.

Сохранение динамической или статической устойчивости в аварийных ситуациях является задачей централизованной и рассредоточенной иерархической автоматической системы — автоматики предотвращения нарушения устойчивости АПНУ, которая функционирует на основе современной управляющей цифровой вычислительной техники.

При нарушении, несмотря на действие АПНУ, устойчивости параллельной работы и наступлении асинхронного режима вступает в действие второй комплекс технических средств противоаварийного управления, имеющий

назначением обеспечить результирующую устойчивость ЭЭС путем ресинхронизации выпавшей из синхронизма ЭС или ЭЭС — автоматика ликвидации асинхронного режима АЛАР. При неуспешности попыток устранить несинхронную работу АЛАР отключает линию связи между несинхронно работающими частями электроэнергетической системы — действует делительная автоматика ДА.

Развитие аварийной ситуации, обусловленной дискретными изменениями активной АР и реактивной АQ мощностей, вызывающих возникновение их небаланса, сопровождается отклонением основных показателей нормального режима работы и качества электроэнергии — напряжения и частоты от номинальных. Напряжение и частота или снижаются в дефицитной по мощности части электроэнергетической системы, или повышаются в избыточной по мощности ее части.

Поэтому получила развитие и широко применяется противоаварийная автоматика предотвращения недопустимых (по условиям наступления «лавины» напряжения или частоты) снижений и опасных повышений режимных параметров. Она состоит из совокупности разрозненных автоматических устройств, рассредоточенных по электроэнергетическим системам.

Автоматические устройства самостоятельно (автономно) функционируют на основе получаемой ими в реальном времени развития аварийных ситуаций рабочей информации об опасных изменениях режимных параметров. Они производят противоаварийные отключения и включения отдельных электроэнергетических объектов, необходимые для противодействия изменениям режимных параметров, и тем самым способствуют восстановлению их нормальных значений.

Применяется автоматика ограничения снижений напряжения АОСН и частоты АОСЧ и их повышения АОПН, АОПЧ. К АОСН относится прежде всего АУРЗ минимального напряжения электродвигательных объектов. Наиболее широко из АОСЧ применяется автоматика частотной разгрузки А ЧР дефицитной по мощности части ЭЭС, эффективно ограничивающая и даже предотвращающая снижение частоты путем адаптивного по мощности отключения нагрузки. Нежелательные для потребителей электроэнергии действия АОСН и АОСЧ компенсируются устройствами автоматического повторного пуска электродвигателей и адаптивного по частоте (частотного) повторного включения по мере восстановления напряжения и частоты.

Недопустимые для изоляции повышения напряжения (возникновение КЗ) и опасные для турбогенераторов и сохранения устойчивости параллельной работы ЭС повышения частоты предотвращаются различными автоматическими устройствами их ограничения, особенно автоматическим подключением компенсирующих реакторов к шинам ЭС и ПС и отключением быстро разгоняющихся гидрогенераторов при резком снижении (сбросе) их нагрузки.

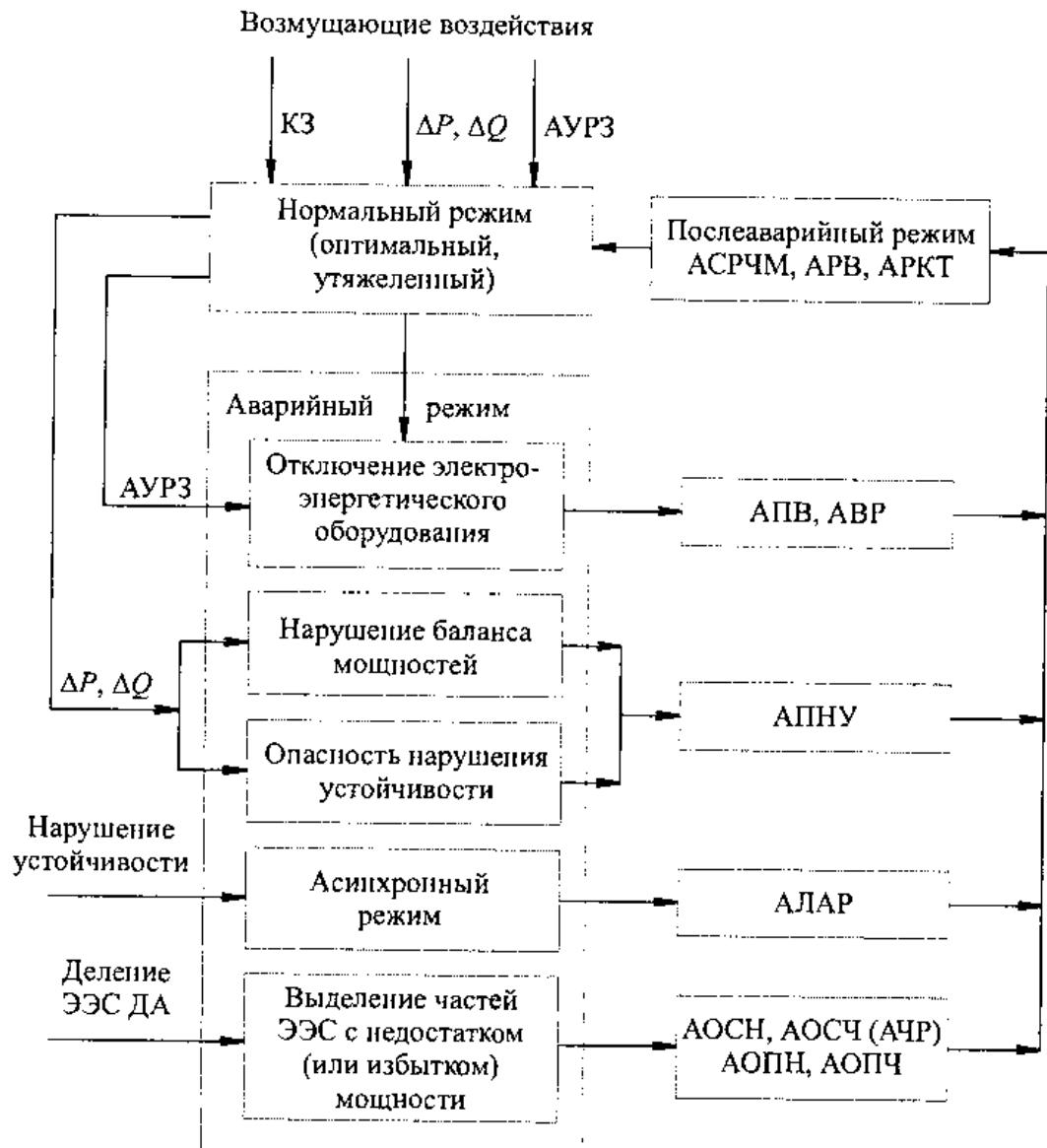
Эффективной в послеаварийном режиме является автоматика тепловых электростанций, отключающая отдельные синхронные генераторы от общих шин электростанций и выделяющая их только для снабжения электроэнергией нормального качества собственных нужд и обеспечения максимальной производительности электростанций в условиях аварийного и восстановления нормального режимов.

Важная роль в восстановлении нормального режима принадлежит противоаварийной автоматике частотного (при снижениях частоты) ускоренного пуска, включения с самосинхронизацией и быстрого набора нагрузки гидрогенераторов и их отключений при повышении частоты.

Восстановление электрической связи между разделенными частями электроэнергетической системы производится после действия АСРЧМ и АРВ (рис. 8.2) автоматикой повторного включения с синхронизацией АПВС.

Таким образом, целесообразно различать следующие основные групповые виды автоматики противоаварийного управления электроэнергетическими системами:

- автоматика ликвидации и снижения тяжести возмущающих воздействий — автоматика отключений коротких замыканий и повторного или резервного включения;
- общесистемная автоматика ликвидации нарушения синхронной устойчивости электроэнергетических систем;
- автоматика ликвидации асинхронного режима;
- автоматика предотвращения недопустимых изменений режимных параметров электроэнергетических систем.



## **1.4 Основные виды ПА применяемые на Новомосковской ТЭС.**

При всем многообразии конкретных исполнений устройств ПА все они могут быть сведены к следующим основным видам:

А) ПА для предотвращение нарушение устойчивости .Устройства отключение нагрузки (УОН).Устройства УОН выявляют возникновение опасных перегрузок или набросов мощности, внезапные отключения участков электропередач или их полное разрывы, возникновение неполнофазных режимов или другие аналогичные нарушение нормального режима работы. В всех случаях , когда возникшее нарушение нормального режима угрожает нарушение устойчивости ,устройства проводят быструю дозированную разгрузку ЛЭП и между системных связи. УОН действует при трех фазным симметричными снижения напряжением.

Б) ПА для ликвидации асинхронного режима (АЛАР).

Устройства АЛАР выявляют моменты приближения к пределу устойчивости или момент возникновения асинхронного режима М воздействуют на его прекращение путем деления энергосистем в заранее намеченных сечениях либо путем деления энергосистем .

В этих случаях они производят ОГ ( откл генератора) или РТ (разгрузка турбине избыточной части энергосистемы для выравнивания частот, что ускоряет процесс ресинхронизации. Возможно, комбинированное использование устройств АЛАР : в начале для ресинхронизации а затем если ресинхронизации затягивается , для решения энергосистем на НТЭС установлена АЛАР действующий после третьего цикла асинхронного цикла с отключении линии Л- КАРШИ

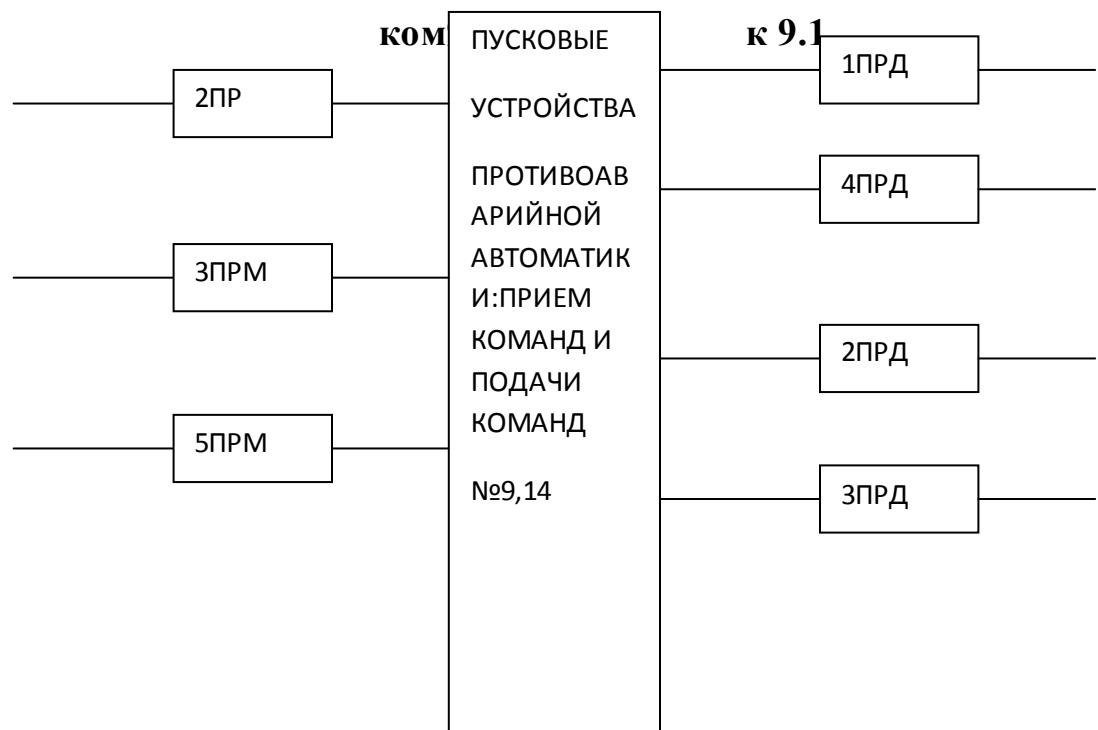
В ) АЧР с ЧАПВ

Автоматическое частотная разгрузка с частотной АПВ . Используется для отключение линий АА К Тело 1, К-Тело 2 при снижении частоты до 47,6 Гц на шинах станции. Если в течении заданной времени частота на шинах восстанавливается то, происходит ЧАПВ . При частоты 49.7Гц.

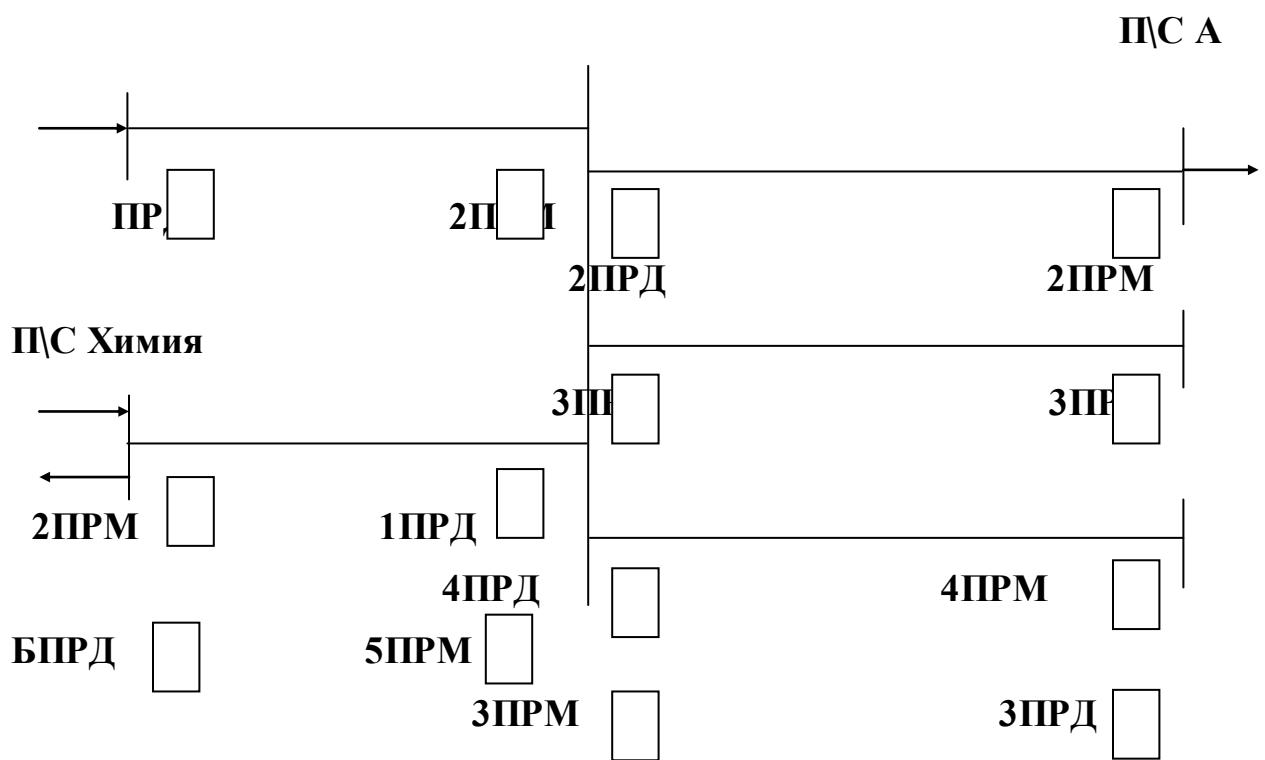
Пусковые устройства противоаварийной автоматики (ПЧ-ПА).

ПЧ –ПА это совокупность всех УФОЛ(устройства фонд отключении линии ) УФР ( устройства фаза ремонта ), ПРМ – приемников и ПРД передатчиков, также выходные цепи отключения УОН

## структурная схема ПУ-ПА НТЭС



## П\СТ-Б



## **1.5 Основные принципы выполнения ПА**

Находящиеся в эксплуатации устройства ПА выполняется для действия по постоянной программе , которая закладывается в схему , а настройка уставки осуществляется на основании предварительных расчетов нормальных и аварийных режимов .

Состояние энергосистемы характеризуется рядом таких факторов , как электрическая схема , состав оборудования , перетоки мощности по электропередачам и между системных связям , значение токов, уровень напряжений . частота и т.п

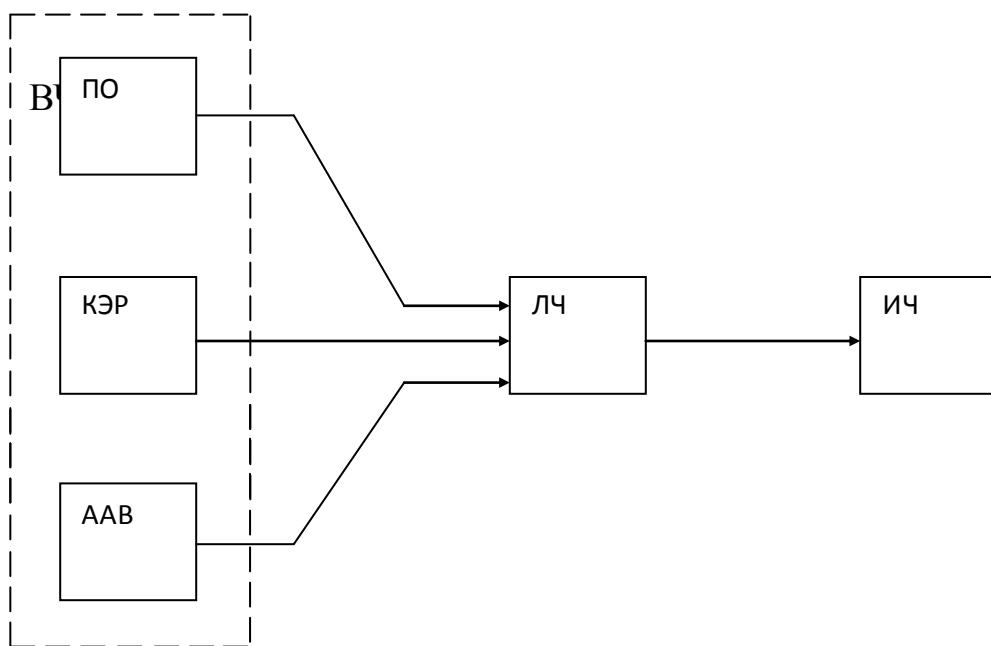
Устройства ПА непрерывно контролирует эти параметры , выявляют и фиксирует моменты опасного отключения или внезапного нарушение нормального режима , определяют их тяжесть и вырабатывает соответствующие воздействие на объекте.

Общая структура ПА предоставлено на рис из которого видно что устройства ПА состоят из трех частей :

Выявительной (ВЧ)

Логической (ЛЧ)

Исполнительной (ИЧ )



Общая структура ПА

Выявительная часть включает в себя пусковые органы (ПО), органы контроля электрического режима (КЭР), и органы автоматической дозировке воздействий (АДВ). Сигналы, вырабатываемые в выявительной части,

поступают в логическую часть, включающую в себя логические элементы, которые, сопоставляя последовательность, продолжительность и интенсивность сигналов, поступающих от ВЧ, выбирают виды воздействий и подготавливают соответствующие цепи, т.е. передачи команд по цепям ПРД других линий или воздействует на цепей УОН НТЭС. Исполнительная часть включает в себя органы или аппараты управления, с помощью которых производятся рассмотренные выше воздействия отключение генераторов (ОГ), разгрузка турбин (РТ), деление энергосистем (ДС), отключение нагрузки (ОН) и др.

## **1.6 Основные технические требования к устройствам ПАА**

Устройства ПАА должны удовлетворять следующим техническим требованиям:

- Быстродействию;
  - Селективности;
  - Чувствительности;
  - Надежности.
- быстродействие. Требование является главным для устройств ПА, предназначенных для предотвращения нарушения динамической устойчивости;
  - селективность. Требование в отношении устройств ПА означает способность устройства выбирать объекты, виды и минимально необходимый объем воздействий, обеспечивающие наиболее эффективную локализацию нарушений нормального режима работы. Если на возникшее нарушение нормального режима реагируют несколько устройств ПА, то их суммарное действие также должно удовлетворять требованию наиболее эффективной локализации нарушения при минимально необходимом объеме воздействий;
  - чувствительность. Требование относится к функциональным органам ПА и полностью соответствует аналогичным требованиям к устройствам релейной защиты. Это способность реагировать на такие отклонения и нарушения нормально режима, на действие при которых они рассчитаны;
  - надежность. Требование состоит в том, что устройства ПА, так же как и устройства релейной защиты, должны безотказно действовать при нарушениях нормального режима и не действовать излишне и ложно в условиях, когда их действие не предусмотрено.

Ответственность устройств ПА ,главное назначение которых состоит в локализации местных нарушений нормального режима и предотвращении их развития в системные и общесистемные аварии , требует высокой надежности устройств ПА в целом, которая должна обеспечиваться : совершенством принципов и схем , высокой надежностью аппаратуры ,приборов и элементов ,входящих в состав ПА ,надежностью цепей и источников питания принимаем автоматического контроля наиболее (вввввввввв) частей и высоким уровнем эксплуатации.

Для повышения надежности ликвидации нарушений нормального режима применяется дублировании каналов информации и управления а также резервирования одних устройств другими. Так устройства УОН предназначенные для предотвращения нарушения устойчивости резервируются устройствам АЛАР на случай . если устройства УОН откажет в работе или его действии окажется неэффективным , и возникает асинхронный режим . Если устройства АЛАР устанавливается для взаимного резервирования с обоих сторон линии электропередач Микропроцессорные устройства ПА должны размещаться в стандартных шкафах в соответствии с СТО 56947007-29.120.70.042-2010.

Номинальный переменный ток – 1 А или 5 А;

номинальное переменное напряжение – 100 В;

номинальная частота – 50 Гц;

потребляемая мощность:

по измерительным цепям тока – не более 2ВА при номинальном токе 1 А и 3 ВА при номинальном токе 5 А;

по измерительным цепям переменного напряжения – не более 2 ВА при номинальном напряжении 100 В;

режим работы – непрерывный.

Устройство ПА должно предусматривать:

возможность ввода-вывода из работы целиком и по отдельным функциям (для многофункциональных устройств);

функцию регистрации аварийных событий и процессов.

Длительность регистрации должна обеспечивать возможность регистрации всего аварийного процесса.

В микропроцессорных устройства ПА допускается использование элементов свободно программируемой логики. Должна иметься возможность задания уставок срабатывания, как в первичных, так и во вторичных величинах.

Устройства ПА должны строиться по модульному принципу. Должна быть обеспечена самодиагностика каждого модуля с его автоматическим выводом из работы при возникновении неисправности, сигнализация и блокировка действия устройства в целом или отдельных функций ПА, если неисправность данного модуля влияет на правильность функционирования устройства или функции ПА.

Надежность функционирования устройств ПА, должно обеспечиваться: резервированием программно-аппаратных средств;

автоматической диагностикой аппаратных средств и программного обеспечения;

технологией замены неисправных модулей на объектах электроэнергетики;

современной, не требующей принудительного охлаждения, элементной базой с низким энергопотреблением;

энергонезависимой памятью для хранения параметров настройки, осцилограмм и исполняемого кода программ;

использованием комплекта ЗИП.

В устройствах ПА должны предусматриваться следующие виды сигнализации и индикации:

«Неисправность»;

«Срабатывание ПА»;

индикация нормальной работы устройства.

Условия появления сигнала «Неисправность»:

выявление неисправности модулей устройства;

выявление сбоя («зависания») процессорной части устройства;

потеря питания дискретных входов;

потеря питания устройства по цепям оперативного тока.

Условия появления сигнала «Срабатывание ПА» – выдача устройством любого управляющего воздействия.

Средства управления – пульт управления (клавиатура и индикатор) для местного управления устройством.

Операционная система – реального времени.

Регистрация аварийных режимов:

запись осцилограммы изменения сигналов на аналоговых входах,

состояния дискретных входов;

значений входных, выходных и временных переменных алгоритма ПА;

создание протокола нарушения;

формирование протокола событий;

предупредительная сигнализация;

время осциллографирования не менее 10 с;

время осциллографирования предаварийного режима 0,5 - 5 с;

фиксация даты и времени с погрешностью не более 1 мс;

сохранений осцилограммы в энергонезависимой памяти (объем должен обеспечивать хранение не менее 5 осцилограмм длительностью по 10 с);

самодиагностика

приведенная погрешность регистрируемых аналоговых сигналов – не более 0,5%.

### **Требования к математическому обеспечению**

В состав математического обеспечения должны входить методы и алгоритмы обработки входной информации и реализации алгоритмов функционирования устройств ПА.

Методы и алгоритмы должны быть представлены в форме, допускающей их реализацию в программном обеспечении.

При создании математического обеспечения необходимо пользоваться стандартным набором функций.

Алгоритмы функционирования должны быть проверены, в том числе и с применением математических моделей (см. приложения А-Е).

### **Требования к функциям по приему, обработке и передаче информации**

Устройства ПА должны обеспечивать выполнение следующих функций по приему, обработке и передаче информации:

ввод дискретной информации;

ввод аналоговой информации;  
обработка вводимой информации;  
хранение информации;  
вывод команд управления;  
формирование и выдача аварийно-предупредительной сигнализации;  
регистрация аварийных процессов;  
ведение журнала событий и архивов;  
организация АРМ персонала;  
русифицированный интерфейс АРМ и местных органов управления;  
сопряжение с АСУ ТП объекта;  
- обмен с центрами управления по открытым протоколам связи  
стандартов МЭК60870-5-104 и МЭК61850 с:  
открытым адресным пространством;  
защитой от несанкционированного доступа;  
организацией системы единого времени с точностью не более 1 мс;  
приемом информации от систем ГЛОНАСС или GPS для  
синхронизации различных устройств локальной ПА.  
Ввод-вывод данных в устройство ПА, организованный по цифровому  
протоколу, должен осуществляться через стандартные интерфейсы связи  
(RS-422/485, RS-232, Ethernet и др.) и с использованием стандартных разъемов  
(RJ-45-коннектор, SC-коннектор, ST-коннектор и др.).

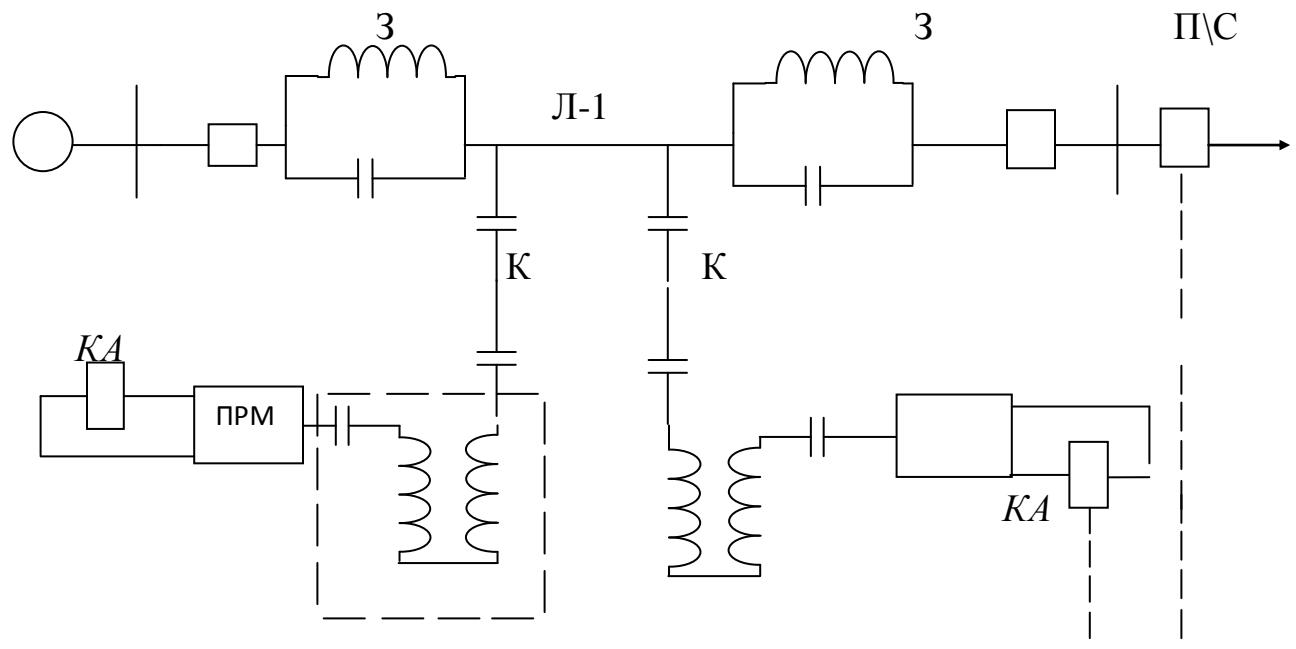
## 1.7 УСТРОЙСТВА ТЕЛЕОТКЛЮЧЕНИЯ И ПА

## ВЫСОКОЧАСТОТНОГО

Устройства ВЫСОКОЧАСТОТНОГО ТЕЛЕОТКЛЮЧЕНИЯ состоит из высокочастотных передатчиков ПРД и приемников ПРМ.

В зависимости от функции ПРДИ ПРМ устанавливается на П\С и станции

Г



Устройства телеразъединения являются частью автоматики разгрузки и поэтому должны обладать высокой надежностью. Работа устройств

телеотключения не должна зависят от состояния сети, в которой они установлены, и должен быть обеспечен непрерывный контроль их исправности.

*Устройства телеотключения*, относящиеся к противо-аварийной автоматике, применяются для повышения устойчивости работы энергосистемы. При выходе из строя хотя бы одного участка мощной линии электропередачи 500 - 750 кВ возникает перегрузка оставшихся в работе линий электропередачи 110 - 220 кВ и может нарушиться устойчивость параллельной работы энергосистем. Для того чтобы предотвратить аварию, необходимо быстро уменьшить передаваемую мощность и привести ее в соответствие с пропускной способностью оставшихся в работе линий электропередачи, а для этого прежде всего необходимо иметь на питающем конце информацию об отключении любого из участков линии электропередачи. Поэтому мощные линии электропередачи в настоящее время оснащаются устройствами телеотключения, которые передают несколько различных по назначению сигналов.

*Устройства телеотключения* могут использоваться для отключения части генераторов на электростанции при перегрузке отдельных линий, для защиты подстанций без выключателя на стороне высшего напряжения и в ряде др. устройств системной автоматики. Для повышения помехозащищенности устройства применяется частотный код. Нормально по каналу непрерывно передается сигнал контрольной частоты. При передаче команды отключения сигнал контрольной частоты снимается и передается сигнал рабочей частоты. Аппаратура телеотключения типа ТО-3 использует для разделения сигналов контрольной и рабочей частот узкополосные камертонные фильтры тональной частоты. Передатчик работает в диапазоне 40 - 300 кГц и имеет кварцевую стабилизацию частоты. Смена частот кода осуществляется сдвигом частоты генератора на 50 Гц. В приемнике сигналы ВЧ преобразуются в тональные частоты, которые расфильтровываются камертонными фильтрами. [4]

*Устройства телеотключения* могут использоваться для отключения части генераторов на электростанции при перегрузке отдельных линий, для защиты подстанций без выключателя на стороне высшего напряжения и в ряде др. устройств системной автоматики. Для повышения помехозащищенности устройства применяется частотный код. Нормально по каналу непрерывно передается сигнал контрольной частоты. При передаче команды отключения сигнал контрольной частоты снимается и передается сигнал рабочей частоты. Аппаратура телеотключения типа ТО-3 использует для разделения сигналов контрольной и рабочей частот узкополосные камертонные фильтры тональной частоты. Передатчик работает в диапазоне 40 - 300 кГц и имеет кварцевую стабилизацию частоты. Смена частот кода осуществляется сдвигом частоты генератора на 50 Гц. В приемнике сигналы ВЧ преобразуются в тональные частоты, которые расфильтровываются камертонными фильтрами

Для предотвращения ложной работы *устройства телеотключения* от помех в канале сигнал от передатчика к приемнику передается посылкой не просто одиночного импульса тока высокой частоты, а импульса, комбинированного с другим признаком. Такая комбинация называется кодом. Для передачи команд РЗ и ПА используются высокочастотные тракты по высоковольтным линиям электропередач, оборудованные высокочастотной аппаратурой телеотключения типа ВЧТО-М, АНКА-АВПА или АКПА. Высокочастотная аппаратура телеотключения состоит из

двух полукомплектов, устанавливаемых соответственно на передающей и приемной стороне. В качестве блоков питания для аппаратуры ВЧТО-М используются инверторы И4М или И5, а для аппаратуры АНКА-АВПА — инверторы типа И6. Аппаратура высокочастотная противоаварийной автоматики АВПА в сочетании с аппаратурой низкочастотной каналов автоматики АНКА в оперативных документах именуется «АНКА». Аппаратура каналов противоаварийной автоматики АКПА в одном корпусе совмещает функции АВПА, АНКА и инвертора.

Для контроля исправности высокочастотного канала и аппаратуры телеотключения в линию от передатчика непрерывно поступает сигнал контрольной частоты. При отклонении контрольного сигнала по уровню или частоте от допустимых пределов и при некоторых других неисправностях предусмотрен автоматический вывод устройства телеотключения из работы. На приемной стороне, при этом срабатывает сигнал «Неисправность 2». Обратный ввод после устранения неисправностей производится вручную нажатием кнопки «ПУСК».

При работе схемы защиты или ПА, осуществляющей управление передатчиком, вместо сигнала контрольной частоты в линию подается сигнал-команда другой частоты. На приемной стороне изменение частоты сигнала фиксируется срабатыванием реле приемника. Эти реле, в свою очередь, действуют на схему ПА.

Аппаратура типа ВЧТО-М имеет возможность передачи пяти сигналов-команд, причем при одновременном поступлении нескольких команд обеспечивается передача только одного сигнала-команды, имеющего меньший номер.

Аппаратура типа АНКА-АВПА и АКПА позволяет передавать до 14 сигналов-команд, причем имеется возможность, при одновременном поступлении на вход передатчика нескольких команд, запомнить их и передать в автоматическом режиме поочередно, начиная с команды с наименьшим номером.

В устройствах ПА типа АНКА – АВПА применяемых в качестве ПРМ и перед ПРД применен код, основанных на принципе смены частот. Нормально по высокочастотному какому от непрерывного работающего передатчика

передается сигнал контрольной частоты. Этот сигнал принимается приемником. И его нормальный прием является признаком исправного состояния аппаратуры и элементов обработки высокочастотного канала. При срабатывании ПА передача контрольной частоты прекращается и посыпается сигнал команда на другой частоты, несколько отличной от контрольной

Аппаратура АНКА –АВПА ( аппаратура низкочастотных командой автоматики- авт высокочастотного перед автоматики ) может передавать одновременно только одну команду. При срабатывании одновременно нескольких устройств ПА ,требующих передачи команд , первой передается команда с меньшим номером.

Пусковые схема ПА при вводе блока ПГУ -478Мвт Навоийской ТЭС

Устройства ПА фиксирует :

--- аварийное отключение блока ПГУ по факту отключение выключателя блока

--- отключение 3 или 4 ой секции при работе блока ПГУ на данной секции шин по факту одновременного отключения выключателя блока и секционного выключателя

--- отключение 3 или 4 ой секции при работе блока ПГУ на данной секции шин по факту одновременного отключения выключателя блока и выключателя МШВ –С (в режимах ремонта секционного выключателя ) предусмотрено передача воздействий по указанным фактам без КПР (Контр предшествующего режима)

-- через существующие цепи реализации команд Навои ТЭС на отключение нагрузки Навоийской ТЭС ,НГМК( 2ПРД-Л-17-А,Л-17-Д)П\С Химия (1ПРД Л-17-Х-1)

-- На отключение нагрузки в Юго –западной части энергосистем по командам «ОН Карши», «ОН Каракул», «ОН Сурхон» через 4ПРД Л Карши

Пояснение цепи оперативного тока схемы ФСБ( факт состояния генератора)

Передача команды ПА по факту отключения выключателя 52 L ПГУ . ШИНА соединительного выключатели ВС-1 и ВС-2 происходит по передатчиком 1 ПРД Л-17-Х-1 и 4ПРД Л-Карши.

Нормальная состояния схемы цепи 52L

KL2 реле фиксации команд в отпавшей положение . при отключение главного выключателя ПГУ 52L срабатывает реле блокировки мощности (РБМ) ТИПА KBS «+» контакт реле KBS, KL2 проходя подтягивает реле KL1, контакты реле KL1-1 и KL2-2 проходить , подтягивается реле KL7, KL15 . Реле указательное КН 1 указывает отключение выключателя 52L ПГУ.

Контакты реле KL15/1 через переключатели SA 4( Переключатель поставлен в положению «ввод») подает импульс на срабатывания передатчиков 1ПРД Л-17-Х и на УОН ( устройства ОТКЛЮЧЕНИЯ НАГРУЗКИ НТЭС) 10 ком, также через KL 15/2 на «ОН Карши» без КПР через 4ПРД Л-17 Карши

ПЕРЕДАЧИ КОМАНДЫ ПА ПО ФАКТУ ОТКЛЮЕНИЯ ЗСШ с ПГУ выключателя 52L

От защиты ( из схемы управления выключателей СВ-1 ) от РБМ ( РЕЛЕ БЛОКИРОВКИ ОТ МОЩНОСТИ) KBS или реле РПО (реле положение отключению) KQT,срабатывает KL3. Контактор KL3,2 срабатывает KL9

Поскольку при срабатывание 52L ( ПГУ ) замкнулась контакт реле RK7.1, после срабатывание реле KL9 ,контактом KL9.1 выдает импульс на KL14, указательный реле КН 2 указывает отключению 3 или 4 ст с ПГУ

Контакты реле KL\4.1 с КПР подает импульс на 1ПРД (л-17-Химии) или к УОН НТЭС 9- команда ОН в НЭУ( навоийская энерго узел) по факту отключении ПГУ с 3 ИЛИ 4 СШ.

Необходимо отметить что по передатчику 4 ПРД передается команда на «ОН Каракул, ОН «Сурхон» ком 13 и ОН Карши ком7

## **Расчет технико-экономические показатели ПГУ-478 МВт**

Стратегические цели развития электроэнергетики Узбекистана состоят из следующих задач:

- углубление экономических реформ, формирование и развитие рынка электроэнергии;
- надежное снабжение экономики и населения республики качественной электроэнергией;
- техническое перевооружение и модернизация энергетических предприятий, повышение эффективности их производственной деятельности;
- снижение негативного воздействия энергетического производства на окружающую среду;
- дальнейшее развитие интеграционных процессов в рамках энергосистемы Центральной Азии.

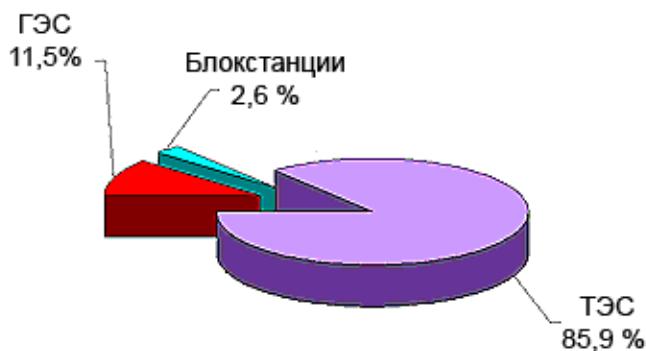
### **Электроэнергетическая отрасль Узбекистана в 2012 году освоит свыше \$694 млн. инвестиций**

ГАК «Узбекэнерго» в текущем году планирует освоить \$694,8 млн. инвестиций, из которых \$360,6 млн. будут направлены на новое строительство, а \$334,1 млн. – на модернизацию и реконструкцию. Данные параметры предусмотрены Инвестиционной программой Узбекистана на 2012 год.

Большая часть средств будет инвестирована самой компанией – \$301,4 млн. Еще \$199 млн. предоставит Фонд реконструкции и развития Узбекистана, \$18,7 млн. – составят прямые иностранные инвестиции и кредиты, 175,5 млн. – другие источники финансирования.

В целом компания в текущем году будет реализовывать 28 проектов общей стоимостью свыше \$3,8 млрд. Самыми крупными станут расширение Талимарджанской ТЭС со строительством двух ПГУ по 450 МВт

## ТЕХНИКО ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТРУКТУРА УСТАНОВЛЕННЫХ МОЩНОСТЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ УЗБЕКИСТАНА



При нарушение устойчивости энергосистемы в части энергосистема возникает аварийной состоянии полученные с уменьшений Р мощности на шинах 220 кВ .

Устройства противоаварийной автоматики ликвидирует аварийного положения тем самым восстановленной влияет устойчивости системы .

В энергосистемы отказа или несрабатывании устройства противоаварийной автоматики возникает наружной устройства последует отключенным энергоблоков .после того ущерб в при отключении линии блока.

Отключении блока ПГУ 478-МВт

E – ущерб

$E_0$ -ущербный выработка эл энергии

$I_{нд}$ - не выработка эл энергии

ПГУ – за отключении

$E_{год}$ - годовой потребляемый электр энергии кВтч\г

T – время

Себестоимость для 2014 года 85 сум. При недоотпуска эл энергии блока ПГУ за один час

478000\*85=40.63 млн сум  
 За один месяц 40.63\*24\*30=292,5360 млрд сумм

#### Технико-экономические показатели станции 2014

Наимнование	Ед.изм	
Выработка эл.эн	КВтч	431223000
Расх.эл.эн. на тепло	Тыс.Гкал	115663
Топливо на тепло	Кг\гкал	5204835
Расход эл.эн на СН	КВт \час %	22554
Всего на СН	КВтч	31695000
Отпуск эл.эн	КВтч	36899835
Расход натур. Газа	М <sup>3</sup>	394323165
Расход усло.газа	тум	182298540
УРУТ на кВт.ч на отпуск	Гр\ КВтч	185995
		471,68

#### Технико-экономические показатели станции с ПГУ 2014

Наимнование	Ед.изм	
Выработка эл.эн	КВтч	630664000
Расх.эл.эн. на тепло	Тыс.Гкал	115663
Топливо на тепло	Кг\гкал	5204835
Расход эл.эн на СН	КВт \час %	22554
Всего на СН	КВтч	44839000
Отпуск эл.эн	КВтч	50043835
Расход натур. Газа	М <sup>3</sup>	580620165
Расход усло.газа	тум	259726960
УРУТ на кВт.ч на отпуск	Гр\ КВтч	230615
		397,19

#### Технико-экономические показатели ПГУ-478МВт 2014г

Наимнование	Ед.изм	2014
Выработка эл.эн	КВтч	1248306200
Расход эл.эн на СН	КВт \час %	46449170
Отпуск эл.эн	КВтч	3,72
Расход натур. Газа	М <sup>3</sup>	1201857030
Расход усло.газа	тум	237184183
УРУТ на кВт.ч на отпуск	Гр\ КВтч	271792
всего		226,14

Экономические обоснование применение устройства противоаварийное автоматике с вводам нового ПГУ-478 МВт на шинах 220 кВ ОАО «Навоийской ТЭС».

Для предотвращение сильных колебание по чистоте и напряжение, а также предохранение энергооборудование отнесвоевременного выхода из строя применяется устройства ПА.

При отключение ПГУ -478 МВт недовыработка электроэнергии за один час составит 478000 кВтч. Себестоимость 1 кВтч составить 63 сум.

478000 кВтч \* 63 сум=30114000 сум. За одного отключение потерь средство составить 30114000 сум. Отключение может происходить несколько раз в году. Связи с этим применение устройства ПА необходимо

## ЛИТЕРАТУРА

1. Дубовой В.Г., Осотов В.Н., Шилов В.И. О концепции развития системы диагностики электроэнергетического оборудования. – Электрические станции, 1998, № 3.
2. РД 153 - 34.3 - 46.304 - 00. Положение об экспертной системе контроля и оценке состояния и условий эксплуатации силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов, измерительных трансформаторов тока и напряжения. М.: РАО ЕЭС, 2000.
3. Ерошенко Г.П., Пястолов А.А. Курсовое и дипломное проектирование по эксплуатации электрооборудования. – М.: Агропромиздат, 1988. –
4. Пястолов А.А. и др. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования / А.А. Пястолов, А.А. Мешков, А.Л. Вахрамеев. – М.: Колос, 1981.
5. Комплектные устройства распределения электроэнергии и защиты. Промышленный каталог / Информэлектро. - М.: Информэлектро, 1993. – 154 с.: ил.
6. Справочник по электрическим машинам. / Под общий редакцией И.П. Копылова и Б.К. Клокова. Т.1. - М.: Энергоатомиздат, 1988. – 456 с.: ил.
7. Смирнов А.Д., Антипov К.М. Справочная книжка энергетика. – 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1984. –
8. Дьяков В.И. Типовые расчёты по электрооборудованию: Практ. пособие – 7-е изд., перераб. и доп. - М.: Высш. Шк., 1991. –
9. Пускатели электромагнитные низковольтные. Сводный отраслевой каталог/ Информэлектро. – М.: Информэлектро, 1993. – .
10. Справочная книга электрика / Под ред. В.И. Григорьева. - М.: Колос. 2004. – 746 с.
11. Поярков К.М. Практикум по проектированию комплексной электрификации. - М.: Агропромиздат, 1987. – 192 с.: ил.

