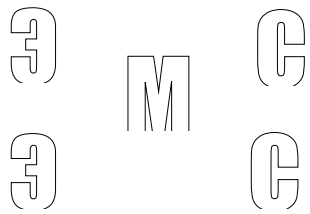
МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Воронежский государственный технический университет»

Кафедра электромеханических систем и электроснабжения

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к практическим занятиям и курсовому проектированию по дисциплине «Противоаварийное управление в электроэнергетике» для студентов направления 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения



Воронеж 2022

УДК 621.31(07)1
ББК 31.279я7

Составители:
канд. техн. наук С. А. Горемыкин,
канд. техн. наук Н. В. Ситников

Методические указания к практическим занятиям и курсовому проектированию по дисциплине «Противоаварийное управление в электроэнергетике» для студентов направления 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения / ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет»; сост.: С. А. Горемыкин, Н. В. Ситников. Воронеж: Изд-во ВГТУ, 2022. 37 с.

Основной целью методических указаний является получение обучающимися актуальной информации по структуре современных систем диагностики и управления электроэнергетическими системами в аварийных режимах, а также практических навыков для более подробного изучения отдельных систем противоаварийной автоматики.

Предназначены для проведения практических занятий, а также выполнения курсового проекта по дисциплине «Противоаварийное управление в электроэнергетике» обучающимися очной и заочной форм обучения, по направлению подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника».

Методические указания подготовлены в электронном виде и содержатся в файле «Практикум ПУ.pdf».

Ил. 3. Библиогр.: 7 назв.

УДК 621.31(07)1
ББК 31.279я7

Рецензент – К.Е. Кононенко, докт. техн. наук, проф., профессор кафедры электромеханических систем и электроснабжения Воронежского государственного технического университета

Издается по решению редакционно-издательского совета Воронежского государственного технического университета

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 4

1. МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ… 5

1.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ 5

1.1.1. Классификация средств автоматики электроэнергетических систем. . 5

1.1.2. Состав и функции подсистем ПА……. 8

1.1.3. Основные принципы выполнения ПА…….. 11

1.1.4. Основные технические требования к устройствам ПА…….. 12

1.2. СТРУКТУРА И ПОРЯДОК ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПОДСИСТЕМ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ 13

1.2.1. Автоматическое предотвращение нарушений устойчивости. 13

1.2.2. Автоматическая ликвидация асинхронного режима. 15

1.2.3. Автоматическое ограничение снижения частоты……... . . 17

1.2.4. Автоматическое ограничение повышения частоты…….. . . 24

1.2.5. Автоматическое ограничение снижения напряжения 25

1.2.6. Автоматическое ограничение повышения напряжения. 26

1.2.7. Автоматическое ограничение перегрузки оборудования 28

2. ПОЯСНЕНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА 30

2.1. ПРАВИЛА ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА И ЕГО СТРУКТУРА 30

2.2. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА 31

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК 36

ВВЕДЕНИЕ

Нарушение нормального режима работы одного из элементов энергосистемы, например отключение мощного генератора или сильно загруженной линии электропередачи, может отразиться на работе многих других элементов энергосистемы, а при неблагоприятных условиях привести к нарушению всего технологического процесса.

В связи с этим возникает требования как можно более быстрого восстановления нормального режима работы аварийного элемента или быстрой замены его другим резервным элементом, а также восстановление баланса вырабатываемой и потребляемой электроэнергии.

Другая не менее важная особенность состоит в том, что электромеханические процессы при нарушении электрической схемы или нормального режима возникают и протекают обычно так быстро, что обслуживающий персонал электростанций и подстанций оказываются не в состоянии своевременно обнаружить начало и предотвратить развитие этих процессов. Поэтому контроль и управление режимами энергосистемы представляют собой весьма сложные технические задачи. Выполнение этих задач без применения специальных технических средств во многих случаях оказывается невозможным.

Наряду с выше сказанным, любые современные энергосистемы, а тем более объединенные и единые, обобщенно именуемые в дальнейшем электроэнергетическими системами (ЭЭС), представляют собой большие, многопараметрические, жесткие нелинейные динамические системы, характеризующиеся непрерывностью, взаимосвязанностью и быстротечностью сложных процессов, особенно аварийных, в оборудовании и ЭЭС, расположенных и распределенных на обширных территориях. Управление работой оборудования и ЭЭС в целом в этих условиях возможно только с помощью профессионально и функционально ориентированных специальных средств автоматики ЭЭС.

Рассмотрены выше особенности энергетического производства определили необходимость широкой автоматизации энергетических систем.

Под автоматизацией энергосистем понимается оснащение их автоматическими устройствами, осуществляющими управление технологическим процессом производства, передачи и распространения электрической энергии в нормальных и аварийных условиях без участия человека в соответствии с программой, заложенной в эти устройства, и их настройкой.

1. МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ

1.1.ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

1.1.1. Классификация средств автоматики электроэнергетических систем

Данный подраздел будет рассмотрен на практическом занятии 1-2.

Все устройства автоматики по своему назначению и области применения можно подразделить на две группы: технологическую и системную автоматику.

Технологическая автоматика, выполняет функции автоматического управления или регулирования параметров нормальных и послеаварийных режимов работы оборудования и ЭЭС.

Поскольку основное назначение технологической автоматики – автоматическое регулирование необходимых уровней и значений главных параметров, нормальных и послеаварийных процессов производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, которыми являются напряжение и реактивная мощность, частота и активная мощность. С учетом этого к данной категории автоматики относится и автоматическое включение синхронных генераторов на параллельную работу (АСГ).

Поскольку значения напряжений и реактивных мощностей в ЭЭС связаны прежде всего с возбуждением синхронных машин, преимущественно генераторов, одними из наиболее важных средств технологической автоматики являются автоматические регуляторы возбуждения (АРВ). Также непосредственно взаимосвязаны частота и активная мощность в ЭЭС со скоростью вращения генераторов, в связи с чем другую основную часть технологической автоматики составляют автоматические регуляторы частоты (скорости) вращения (АРЧВ) и автоматические системы регулирования частоты и мощности (АРЧМ) генераторов. Также к технологической автоматике относится комплексная автоматизация подстанций и распределительных сетей (так наиболее часто используемая: автоматическая разгрузка трансформаторов, автоматическое регулирование напряжение (АРН), отключение и включение по режиму параллельно работающих трансформаторов для уменьшения потерь электроэнергии, автоматический пуск синхронных компенсаторов).

Устройства технологической автоматики имеют, как правило, местное значение.

Системная автоматика, предназначена для минимизации последствий возникающих аварий, а также для их предотвращения и прекращения развития аварийных процессов в ЭЭС. В свою очередь, системная автоматика подразделяются на обязательную к применению противоаварийную автоматику (ПА) общего типа и ПА специального назначения, целесообразность

применения которой определяется конкретными схемно-режимными условиями.

Средства ПА общего типа составляют различные виды автоматического повторного включения (АПВ) в работу оборудования, главным образом воздушных линий электропередачи, и автоматического включения резервного (АВР) питания и оборудования, а также автоматической частотной разгрузки (АЧР), осуществляющей при аварийном снижении частоты автоматическое отключение части электропотребителей для восстановления баланса генерируемой и потребляемой электроэнергии в ЭЭС. Функционирование обозначенной ПА, особенно АПВ и АВР, наиболее тесно взаимосвязано с работой релейной защиты (РЗ).

Реализуемые с помощью АРВ форсировки, расфорсировки возбуждения и осуществляемые с участием АРЧМ противоаварийные управления частотой и активной мощностью являются наглядными примерами взаимосвязи и взаимодействия технологической и противоаварийной автоматики.

Оснащение энергосистем перечисленными выше устройствами технологической автоматики и ПА общего типа, существенно повышает надежность их работы. Однако развития энергосистем, появление объединённых энергосистем (ОЭС), сооружение гидравлических и тепловых электростанций большой мощности и протяжённых сильно загруженных линий электропередачи усложнило управление режимами энергосистем и выдвинула новые требования в части их дальнейшей автоматизации, особенно в аварийных условиях.

В энергосистемах и ОЭС могут возникать следующие нарушение нормальных режимов работы:

а) опасные перегрузки линий электропередачи и межсистемных связей из-за непредвиденных изменений балансов мощности генераторов и нагрузки в одной или нескольких связанных между собой ОЭС или энергосистемах;

б) опасные набросы мощности на электропередачи и межсистемные связи при внезапных отключениях генераторов или нагрузки в смежных частях ОЭС или в соседних ОЭС;

в) внезапное отключение одной из межсистемных связи, в том числе наиболее мощный, отключения отдельных участков двух цепных или кольцевых электропередач, угрожающие нарушением 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 ОАПВ или при отказах отдельных фаз выключателей;

ж) одностороннее отключение протяжённых участков электропередач 330 – 750 кВ, вызывающие повышение напряжения опасное для оборудования;

з) асинхронный режим.

Быстрое протекания аварийных процессов при нарушениях нормальных режимов исключает возможность их ликвидации и тем более предотвращения действиями оперативного персонала даже при наличии хороших средств телеконтроля и телеуправления.

В связи с этим возникла необходимость непрерывного автоматического контроля за режимом работы линий электропередачи, нагрузка которых может внезапно и быстро возрасти, для своевременного выявления моментов отключения линий, которые сопровождаются набросами мощности и опасными перегрузками параллельных линий и другого оборудования, выявление моментов нарушения устойчивости и характера возникшего при этом асинхронного режима.

Поэтому далеко не всегда удается предотвратить или прекратить развитие выше рассмотренных аварий и обеспечить приемлемый послеаварийный режим, с помощью ПА общего типа. Таким образом, для предотвращения, локализации и ликвидации нарушений нормального режима предусматривается еще и ПА специального назначения.

Противоаварийная автоматика специального назначения (далее по тексту просто ПА): 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.

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

1. предотвращение нарушения устойчивости (АПНУ):

а) предотвращения нарушения статической устойчивости линий электропередачи межсистемных связи в нормальных и после аварийных режимах;

б) предотвращения нарушения динамической устойчивости в цикле работы ОАПВ или БАПВ, а также в режимах максимальной нагрузке при расчётных видах КЗ, отключаемых как основными быстродействующими защитами, так и резервными защитами или действиями УРОВ;

2. ликвидация асинхронных режимов (АЛАР):

а) предотвращения асинхронного режима путём опережающего деления энергосистем при приближении к приделу устойчивости и невозможности её сохранение средствами автоматического регулирования или других видов ПА;

б) ликвидация асинхронного режима в случаях нарушения устойчивости путём ресинхронизации или селективного действия энергосистем (ОЭС) в заранее предусмотренных сечениях;

3. ограничение снижения или повышения частоты (АОСЧ, АОПЧ);

4. ограничение снижения или повышения напряжения (АОСН, АОПН);

5. ограничение перегрузок оборудования (АОПО).

Таким образом структурная схема, поясняющая вышеописанные средства автоматики ЭЭС показана на рис.1.

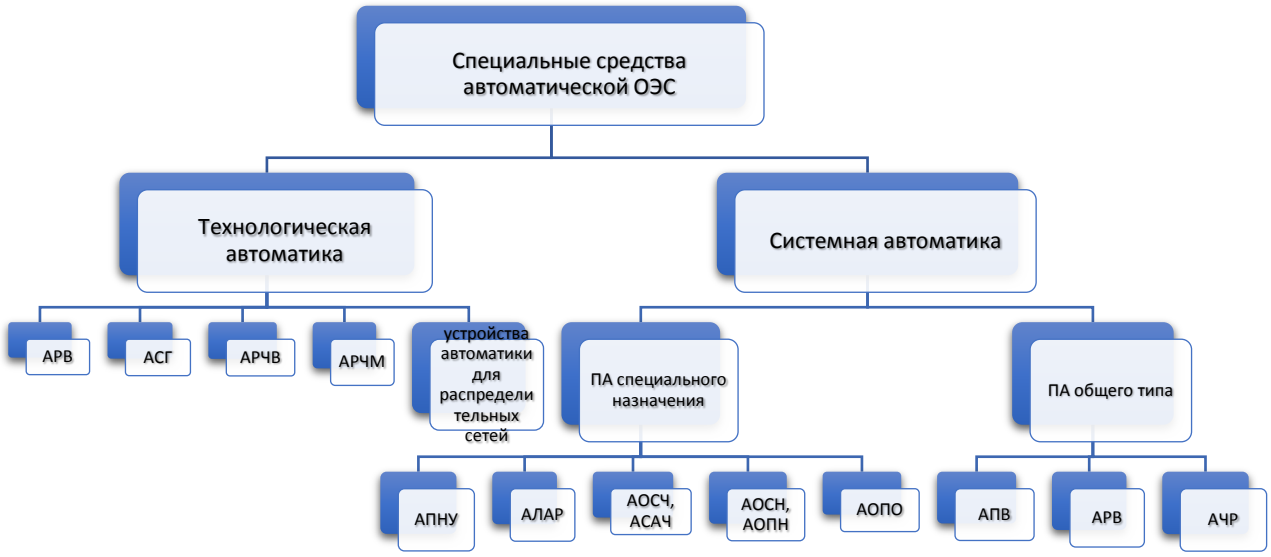


Рис. 1.1. Структурная схема средств автоматики ОЭС

1.1.2. Состав и функции подсистем ПА

Данный подраздел будет рассмотрен на практическом занятии 3.

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.

Функции противоаварийного управления реализуются посредством следующих управляющих воздействий:

- кратковременная и длительная разгрузка турбин энергоблоков ТЭС и АЭС;
- 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.

В свою очередь, вышеотмеченные функции устройств ПА специального назначения, зачастую классифицируют в отдельные подсистемы с указанием их функционального назначения. Данные пояснения приведены ниже.

Подсистемы ПА, функционируя совместно, взаимно дополняют и резервируют друг друга и образуют, таким образом, эшелонированную систему ПА, обеспечивающую требуемый уровень живучести энергосистемы.

На подсистему АПНУ, представляющую собой первый эшелон этой системы, возлагается задача обеспечения устойчивости энергосистемы. Если по каким-либо причинам нарушение устойчивости все же произойдет, то подсистема АЛАР должна обеспечить прекращение асинхронного режима путем ресинхронизации или деления электрической сети.

Задача предотвращения недопустимых отклонений частоты, вызываемых аварийными возмущениями или разделениями энергосистемы на несинхронные части (включая и деления от действия подсистемы АЛАР), возлагается на подсистемы АОСЧ и АОПЧ. Подсистема АОСЧ при снижениях частоты осуществляет автоматический частотный пуск и загрузку генераторов электростанции, а также частотную разгрузку энергосистемы посредством отключения части нагрузки потребителей. Подсистема АОПЧ воздействует на отключение гидрогенераторов и разгрузку энергоблоков тепловых электростанций при опасных повышениях частоты. В наиболее тяжелых случаях при каскадных авариях или особо крупных небалансах мощности и при неэффективности действия подсистем АОСЧ и АОПЧ на поддержание частоты в допустимых для работы тепловых и атомных электростанций пределах осуществляется выделение этих электростанций или части энергоблоков на питание местной нагрузки или нагрузки собственных нужд.

Подсистема АРО предназначена для защиты оборудования от повреждений, вызываемых перегрузкой по току. В то же время должны исключаться излишние действия этой подсистемы, так как они могут привести к каскадному развитию аварии в энергосистеме вследствие перегрузки других элементов электрической сети и нарушения устойчивости. Подсистема АОСН предназначена для предотвращения нарушения устойчивости нагрузки и расстройства технологических процессов собственных нужд электростанций при аварийных возмущениях, сопровождающихся снижением напряжения.

Иногда в состав систем ПА включают подсистему ограничения повышения напряжения (подсистему АОПН), необходимую для защиты оборудования электростанций и подстанций. Правомерность включения этих устройств в состав ПА спорна; скорее, их следует рассматривать как составную часть штатного комплекса защит линий, генераторов и пр.

Любая подсистема ПА представляет собой некоторый набор автоматик, которые могут объединяться в определенные виды. Каждая автоматика решает законченную задачу противоаварийного управления, включающую следующие операции:

фиксация аварийного возмущения или нарушения контролируемыми параметрами электрического режима заданных ограничений;

запоминание предаварийного состояния энергосистемы: схемы и текущего режима в момент фиксации возмущения или нарушения параметрами режима данных ограничений;

оценка степени тяжести аварийного возмущения и необходимости осуществления управляющих воздействий для зафиксированного предаварийного состояния энергосистемы;

выбор видов, объемов и мест реализации управляющих воздействий;

реализация управляющих воздействий.

У конкретной автоматики некоторые из перечисленных функций могут отсутствовать вообще (например, запоминание доаварийного режима, выбор объема управляющих воздействий и др.). Часть отсутствующих функций может восполняться действиями оперативного персонала (фиксация предаварийной схемы энергосистемы, выбор мест реализации воздействий).

Автоматика — наименьшая единица функциональной структуры (рис. 1.1). С точки зрения аппаратной реализации автоматика включает некоторую совокупность устройств. Устройство — наименьшая единица аппаратной структуры ПА.

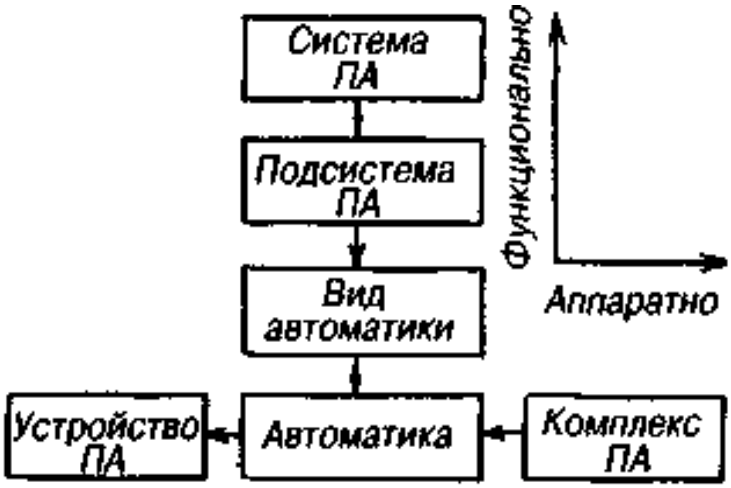


Рис. 1.2. Функциональная и аппаратная структура ПА

Автоматики могут объединяться в комплексы. Цель создания комплексов — удешевление ПА и повышение ее надежности путем более эффективного

использования аппаратуры (каналов передачи доаварийной информации, аварийных сигналов и исполнительных команд; логико-вычислительных, пусковых и исполнительных устройств).

Объединение автоматик в комплексы наиболее характерно для подсистемы АПНУ в связи со сложностью реализуемых ею задач и территориальной удаленностью входящих в нее устройств. Комплексы АПНУ, решающие задачу обеспечения устойчивости в некотором энергоузле (энергорайоне), могут целиком или частично входить в состав более обширных комплексов АПНУ.

1.1.3. Основные принципы выполнения ПА

Данный подраздел будет рассмотрен на практическом занятии 4.

Находящиеся в эксплуатации и проектируемые устройство ПА выполняются для действия по постоянной программе, которая закладывается в схему, а настройка уставки осуществляется на основании предварительных расчётов нормальных и аварийных режимов.

Состояние энергосистем характеризуется рядом таких факторов и параметров, как электрическая схема, состав оборудования, перетоки мощности по электропередачи и межсистемные связи, значение токов, уровни напряжений, частота и т.п.

Устройство ПА непрерывно контролирует эти параметры, выявляют и фиксирует моменты опасного отклонения или внезапного нарушение нормального режима, определяют их тяжесть и вырабатываются соответствующие воздействия на объекты управления. При этом, чем больше факторов и параметров контролирует ПА, тем ближе к оптимальному будут её воздействия.

В каждом конкретном случае структура устойчивости или комплекса устройств ПА определяется его назначением и условиями работы. Общая структура ПА представлена на рис.1.3, из которого видно, что устройства ПА состоят обычно из трёх частей: выявительной (ВЧ), логической (ЛЧ) и исполнительной (ИЧ).

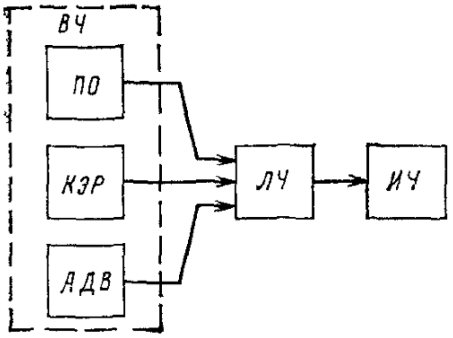


Рис. 1.3. Общая структура устройств противоаварийной автоматики

Выявительная часть включает в себя пусковые органы (ПО), органы контроля электрического режима (КЭР) и органы автоматической дозировки 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 воздействия и подготавливают соответствующие цепи.

Наконец, исполнительная часть включает в себя органы или аппараты управления, с помощью которых производится рассмотрены выше воздействия ОГ,РТ, ДС, ОН и др.

1.1.4. Основные технические требования к устройствам ПА

Данный подраздел будет рассмотрен на практическом занятии 5.

Устройство и комплексы устройств ПА должны удовлетворять следующим основным техническим требованиям.

а) Быстродействие. Это требование является главным для устройств ПА, предназначенных для предотвращения нарушения динамической устойчивости.

Таким образом, с повышением быстродействия устройств ПА возрастает эффективность их действия, что дает возможность предотвратить нарушение устойчивости при меньшем воздействии на ОГ.

Особенностью устройств ПА является то, что входящие в их состав органы могут находиться в разных местах, как показано на рис.3. В этих случаях полное время действия ПА $t_{ПА}$ складывается из времени действия: выявительного органа $t_{в,о}$, канала информации $t_{к,и}$, логической части $t_{л,ч,}$ каналы управления $t_{ку}$ и исполнительного органа $t_{и,о}$, т.е.

$$t_{ПА} = t_{в,о} + t_{к,и} + t_{л,ч} + t_{ку} + t_{и,о.}$$

Современные устройства основной релейной защиты линий электропередачи в сочетание с воздушными выключателями обеспечивают в сетях разного напряжение полное время отключения КЗ примерно 0,12–0,2 с. В эти же приделы должно укладываться и полное время действия ПА $t_{ПА.}$

б) селективность. Требования 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 возникшие нарушение нормального режима реагирует несколько устройств ПА, то их суммарная воздействия также должно удовлетворять требования наиболее эффективный локализации нарушение при минимально необходимом объеме воздействий.

в) Чувствительность. Требования относится к функциональным органом ПА И полностью соответствует аналогичным требованиям к устройствам релейной защиты, как способность реагировать на такие отклонения и нарушение нормального режима, на действия при которых они расчитаны.

г) Надёжность. Требованиям состоит в том, что устройства ПА, также как и устройства релейной защиты, должны безотказно действовать при нарушениях нормального режима и не действовать излишне и ложно в условиях, когда их действия не предусмотрено.

Ответственность устройств ПА, главное назначение которых состоит в локализации местных нарушение нормального режима и предотвращения их развития в системные и общий системные аварии, требует высокой надёжности устройств ПА В целом, которая должна обеспечиваться: совершенством принципов и схем, высокой надёжностью аппаратуры, приборов и элементов, входящих в состав ПА, надёжностью цепей и источников питания, применением автоматического контроля наиболее уязвимы их частей и высоким уровнем эксплуатации.

Для повышения надёжности ликвидации нарушение нормального режима применяется дублирование каналов информации и управления, а также резервирования одних устройств другими. Так, устройство типа АПНУ, предназначены для предотвращения нарушения устойчивости, резервируются устройствами АЛАР на случай, если устройство АПНУ откажет в работе или его действия окажется не эффективным, и возникнет асинхронный режим. Сами устройства АЛАР устанавливаются для взаимного резервирования с обеих сторон линий электропередачи.

Далее рассмотрим более подробно состав и порядок функционирования выше оговоренных устройств ПА специального назначения.

1.2. СТРУКТУРА И ПОРЯДОК ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПОДСИСТЕМ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

1.2.1 Автоматическое предотвращение нарушений устойчивости

Данный подраздел будет рассмотрен на практическом занятии 6-7.

АПНУ предназначено для предотвращения нарушений устойчивости режима энергосистемы при аварийных возмущениях, обеспечения в послеаварийных режимах нормативных запасов статической устойчивости для контролируемых сечений района управления и допустимой токовой загрузки оборудования.

Для указанных целей могут применяться локальные противоаварийные автоматики - ЛАПНУ (АРОЛ, АРОДЛ, АРОГ, АРПМ, АРБКЗ, АРЗКЗ), а также централизованные и иерархические противоаварийные автоматики – ЦПА (ЦАПНУ), ЦКПА (ЦКАПНУ). Локальная ПА может быть интегрирована в ЦПА.

Локальная ПА

1. Автоматика разгрузки при отключении одной или двух линий электропередачи (АРОЛ, АРОДЛ). Устройства АРОЛ, АРОДЛ устанавливаются на ВЛ, отключение которых существенно снижает суммарный допустимый переток в сечениях, содержащих эти ВЛ. Максимальный объем разгрузки определяется для той схемы (нормальной или ремонтной), в которой отключение контролируемой ВЛ приводит к наибольшему абсолютному снижению допустимого перетока в сечении.

2. Автоматическая разгрузка при отключении генераторов АРОГ предназначена для предотвращения перегрузки и нарушения устойчивости по связям при внезапных отключениях мощных генераторов или энергоблоков. УВ автоматики должны выбираться по условию обеспечения устойчивости с нормативным запасом в послеаварийном режиме, вызванном отключением контролируемого генератора и набросом мощности на сечение.

3. Автоматическая разгрузка при перегрузке по мощности АРПМ предназначена для разгрузки при возникновении статической перегрузки контролируемой связи или группы связей, входящих в сечение, в следующих случаях:

• возникновение внезапного дефицита (избытка) генерирующей мощности в приемной (передающей) относительно данной связи(ей) части ЭС, вызванных отделением избыточного энергоузла, сбросом электрической нагрузки электростанций, в т.ч. отключением части нагрузки от АЧР;

• медленного нарастания перетока активной мощности по связи(ям) из-за отсутствия резерва мощности на электростанциях в приемной части или необходимого регулировочного диапазона на электростанциях в передающей части;

• наброса мощности на связь(зи) из-за отключения шунтирующей связи.

Контроль загрузки электропередачи осуществляется по активной мощности (АРПМ) или по фазовому углу. Автоматика не должна ложно срабатывать при КЗ и при качаниях.

4. Автоматическая разгрузка при близких или затяжных коротких замыканиях (АРБКЗ, АРЗКЗ).

Автоматика АРБКЗ предназначена для сохранения устойчивости электростанции при близких к шинам электростанции или головной подстанции электропередачи многофазных КЗ и выполняется с контролем суммарной мощности электростанции (части энергоблоков), а также остаточного напряжения прямой последовательности. Автоматика реагирует на величину остаточного напряжения прямой последовательности при КЗ, определяемого в зависимости от предельного времени его ликвидации и исходной мощности электростанции (электропередачи) в различных режимах.

АРЗКЗ предназначена для сохранения устойчивости электростанции при затяжных коротких замыканиях, обусловленных отказом выключателя (отказы релейной защиты не учитываются). Уставки и время срабатывания АРЗКЗ

должны быть отстроены от времени КЗ, отключаемых быстродействующими защитами и не превышать предельного времени отключения КЗ по условию устойчивости.

Централизованная и иерархическая ПА (ЦАПНУ, ЦКАПНУ)

В состав комплекса технических средств ЦАПНУ, в общем случае, входят средства измерения доаварийной информации, пусковые (ПО) и исполнительные органы (ИО), устройства автоматической дозировки управляющих воздействий (АДВ), устройства автоматического запоминания дозировки управляющих воздействий (АЗД) и устройства приема-передачи доаварийной и аварийной информации, сигналов-команд управления.

ПО АПНУ выявляют аварийные возмущения, фиксируют существенные изменения схемы сети (отключение линий, трансформаторов, генераторов или блоков генератор-трансформатор и т.п.) и, при необходимости, оценивают тяжесть аварийного возмущения, контролируя сброс мощности, уровень напряжения в момент КЗ, длительность КЗ, действие устройств АПВ и т. д.

В случае невозможности непосредственной фиксации указанных параметров применяются пусковые устройства, реагирующие на вызванное возмущением изменение режимных параметров: передаваемую мощность, угол. Дополнительно могут применяться сигналы по производным мощности и угла.

Информация об исходном состоянии схемы и режима сети (доаварийная информация), сигналы настройки устройств автоматики и т.п. передаются по каналам связи с использованием аппаратуры телемеханики.

В многоуровневых (иерархических) комплексах АПНУ уровни управления различаются набором выполняемых функций. АПНУ верхнего уровня управления, кроме решения задачи управления на своем уровне, осуществляют в своем районе управления координацию функционирования устройств нижнего уровня, если при отсутствии координации, воздействия, предназначенные для сохранения устойчивости в каком-либо сечении, могут приводить к опасному утяжелению режима или нарушению устойчивости в другом сечении.

1.2.2. Автоматическая ликвидация асинхронного режима

Данный подраздел будет рассмотрен на практическом занятии 8-9.

Асинхронный режим характеризуется:

• устойчивыми глубокими колебаниями напряжения, токов и мощностей;

• изменением взаимного угла ЭДС генераторов хотя бы с одной из электростанций по отношению к ЭДС генераторов любой другой электростанции энергосистемы на угол, превышающий 360 град;

• возникновением разности частот между частями синхронной зоны, вышедшими из синхронизма, при сохранении электрической связи между ними.

• Асинхронные режимы могут возникать вследствие:

• перегрузки линий электропередачи по условиям статической устойчивости;

• нарушений динамической устойчивости в результате аварийных возмущений;

• несинхронного включения линий электропередачи и генераторов.

Особый асинхронный режим возникает при потере возбуждения генератора.

Асинхронный режим в ЭС может приводить к повреждению оборудования электростанций, массовому нарушению электроснабжения потребителей в связи с:

• возможностью расширения аварийной зоны, возникновением более двух несинхронно работающих частей энергосистемы с дополнительным нарушением устойчивости и полной потерей контроля режима энергосистемы;

• перемещением ЭЦК по системе, сопровождающимся самоотключением групп энергопринимающих установок потребителей, оказавшихся вблизи ЭЦК, отключением ответственных механизмов собственных нужд электростанций;

• работой оборудования электростанций в режиме периодических изменений действующих значений токов и напряжений от минимальных до максимальных значений, возникновении дополнительных токов в замкнутых контурах ротора, вызывающих перегрев ротора и пр.

Для ликвидации опасных асинхронных режимов путем ресинхронизации или ДС в энергосистеме должны быть установлены устройства автоматической ликвидации асинхронных режимов (АЛАР).

По стадиям прерывания асинхронного режима или режима с недопустимым расхождением векторов ЭДС эквивалентных генераторов на значительный угол устройства АЛАР и превентивного деления делятся на:

• неселективные быстродействующие, выполняющие превентивное деление при выявлении признаков нарушения устойчивости в начальной фазе или в случаях, когда расхождение векторов ЭДС эквивалентных генераторов на значительный угол приводит к недопустимым последствиям;

• устройства АЛАР, осуществляющие деление на первом цикле асинхронного режима. Такие устройства применяются в тех случаях, когда расхождение векторов ЭДС на значительный угол может быть допущено, однако затягивание ликвидации асинхронного режима может привести к его переходу в многочастотный;

• устройства АЛАР, действующие после нескольких циклов асинхронного режима и позволяющие выполнить УВ с целью ресинхронизации.

Автоматическая ликвидация асинхронных режимов осуществляется совокупностью локальных устройств ликвидации АР, каждое из которых может действовать в одном или нескольких возможных сечениях асинхронного режима.

Устройства ликвидации АР обеспечивают:

• выявление АР при его возникновении в симметричных и неполнофазных режимах;

• ликвидацию АР делением энергосистемы на несинхронно работающие части;

• ликвидацию АР в отдельных случаях путем ресинхронизации.

Для выявления асинхронного режима устройство АЛАР может контролировать:

• разность фаз между векторами напряжения по концам электропередачи (угол по передаче) и скорость ее нарастания;

• разность фаз между векторами напряжений в расчетных точках по обе стороны от места установки устройства,

• ток, напряжение, разность и скольжение фаз между векторами напряжений в расчетных точках по обе стороны от места установки устройства, математическая обработка текущих значений которых позволяет на начальной стадии аварийного процесса осуществить прогноз последующего возникновения асинхронного режима;

• ток и направление мощности по линии электропередачи;

• входное сопротивление сети в контролируемой точке передачи и направление мощности;

• число циклов асинхронного режима (АЛАР ФЦ – с фиксацией циклов) и т.п.;

• положение электрического центра качаний и знак скольжения асинхронно движущихся частей ЭС.

Для блокировки АЛАР при КЗ может использоваться скорость изменения входного сопротивления (ФССС) или угла.

Для выбора точек деления при АР, а также для формирования УВ в целях обеспечения ресинхронизации может дополнительно контролироваться исходная передаваемая мощность по сечению и знак скольжения.

В ряде схем и режимов энергосистем при условии экспериментального подтверждения допустимости реализации возможна ликвидация асинхронного режима без использования ДС, а посредством ресинхронизации.

Для создания необходимых условий ресинхронизации могут применяться следующие мероприятия:

• быстрый набор нагрузки турбинами или частичное отключение потребителей (в той части энергосистемы, в которой возник дефицит мощности);

• уменьшение генерирующей мощности путем воздействия на регуляторы скорости турбин или отключение части генераторов (в той части энергосистемы, в которой возник избыток мощности).

1.2.3. Автоматическое ограничение снижения частоты

Данный подраздел будет рассмотрен на практическом занятии 10-11.

АОСЧ предназначено для обеспечения живучести ЕЭС России при возникновении значительного дефицита активной мощности в отдельных ее частях (регионах) с их аварийным отделением и глубоким снижением частоты (и напряжения, как следствие снижения частоты), создающих угрозу повреждения оборудования электростанций, безопасности работы АЭС, нарушения нормальной работы энергопринимающих установок потребителей, а также возникновения лавины частоты и напряжения.

АОСЧ должно за счет мобилизации резерва генерации и отключения нагрузки потребителей обеспечивать прекращение процесса аварийного снижения частоты и подъем ее до уровня, при котором энергосистема может работать длительное время (выше 49,0 Гц), а также частичное или полное восстановление питания отключенной нагрузки потребителей при нормализации частоты.

АОСЧ осуществляет:

• автоматический частотный ввод резерва (АЧВР) при снижении частоты до верхних уставок АЧР;

• автоматическую частотную разгрузку (АЧР) при снижении частоты ниже 49.2 Гц;

• дополнительную разгрузку (ДАР), при локальных дефицитах мощности с большой скоростью снижения частоты;

• выделение электростанций (энергоблоков) на питание собственных нужд или на сбалансированную нагрузку (ЧДА – частотная делительная автоматика) в случае неэффективности действия АЧР;

• частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ) отключенных потребителей при нормализации частоты.

АЧВР при снижении частоты выполняет увеличение загрузки электростанций по активной мощности, уменьшает величину дефицита мощности, предотвращая отключение энергопринимающих установок потребителей, способствует подъему частоты и сокращению времени перерыва электроснабжения потребителей, отключенных действием АЧР.

АЧВР при снижении частоты в энергосистеме осуществляет:

• частотный пуск резервных гидроагрегатов;

• перевод в генераторный режим агрегатов, работавших в режиме синхронных компенсаторов;

• набор нагрузки на гидроагрегатах, имеющих резервную мощность;

• отключение гидроагрегатов ГАЭС, работающих в насосном режиме;

• перевод гидроагрегатов ГАЭС, работавших в насосном режиме, в генераторный режим.

• мобилизацию включенного резерва генерирующей мощности на тепловых электростанциях;

• автоматический пуск газотурбинных установок.

АЧР действует при возникновении дефицита активной мощности в процессе аварийного снижения частоты и предусматривает отключение заранее

подготовленных групп нагрузок потребителей небольшими по мощности частями (очередями) по мере снижения частоты или по мере увеличения продолжительности существования пониженной частоты.

По целям разгрузки и используемым мощностям автоматика частотной разгрузки (АЧР) делится на АЧР1 и АЧР2:

• АЧР1 – быстродействующая автоматика для прекращения процесса снижения частоты, в том числе:

• специальная очередь АЧР (для предотвращения автоматической или оперативной разгрузки энергоблоков АЭС при снижении частоты ниже 49,0 Гц и срабатывания основного объема АЧР);

• основной объем АЧР, действующий при снижении частоты ниже 48,8 Гц;

• АЧР2н (АЧР2 несовмещенная), действующая на выделенный объем энергопринимающих установок потребителей – для подъема частоты после действия устройств АЧР1, а также при медленном снижении частоты;

• АЧР2с (АЧР2 совмещенная), действующаю на объем энергопринимающих установок потребителей, подключенных к АЧР1 – для предотвращения зависания частоты на недопустимо низком уровне.

ДАР осуществляет быстродействующее отключение заданной мощности энергопринимающих установок потребителей по факторам, характеризующим возникновение местного дефицита активной мощности, без фиксации снижения частоты в тех случаях, когда действие АЧР по снижению частоты реализуется с запаздыванием, приводящим к снижению частоты в аварийном процессе ниже допустимого уровня.

ДАР осуществляется в начале процесса снижения частоты – до начала работы АЧР1 или в процессе срабатывания ее первых очередей. Запуск автоматики осуществляется по факту отключения генерирующих источников, питающих линий, силовых трансформаторов и т.д. с контролем направления и величины перетоков активной мощности в предшествующем режиме. Возможна организация запуска ДАР по скорости снижения частоты для выявления факта возникновения большого местного дефицита мощности.

Величина дефицита активной мощности, который может быть ликвидирован суммарным действием ДАР и АЧР в энергорайоне, зависит от эквивалентной постоянной времени генерирующего оборудования в энергорайоне (энергоузле), времени отключения потребителей устройствами АЧР и ДАР и определяется расчетным путем.

Устройства АЧР устанавливаются:

• на новых энергообъектах и энергопринимающих установках потребителей – в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям и актом ввода энергообъектов в эксплуатацию;

• на существующих энергообъектах и энергопринимающих установках потребителей – в соответствии с заданиями соответствующих диспетчерских

центров, направляемых в сетевые организации, а также собственникам или иным законным владельцам электрических станций. Задания диспетчерских центров по установке устройств АЧР включаются сетевой организацией в условия договора оказания услуг по передаче электрической энергии (в отношении энергопринимающих установок потребителей), а также Системным оператором в условия договоров оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению (в отношении электрических станций) и условия соглашений о технологическом взаимодействии по оперативно-диспетчерскому управлению.

ЧАПВ восстанавливает питание отключенных от АЧР потребителей при подъеме частоты в результате мобилизации резервов генерирующей мощности и восстановления отключившихся связей

ЧДА применяется для:

• сохранения в работе собственных нужд и предотвращения полного останова электростанций при отказе или недостаточной эффективности АЧВР, АЧР, ДАР;

• обеспечения питания отдельных групп потребителей, не допускающих перерывов в электроснабжении.

ЧДА осуществляет выделение электростанций, их частей или отдельных энергоблоков на питание собственных нужд (АВСН) или на сбалансированный район.

Сохранение в работе части генераторов при действии ЧДА позволяет ускорить восстановление электроснабжения в послеаварийном режиме.

Одни и те же устройства АОСЧ могут действовать в составе разных подсистем, ограничивающих снижение частоты при местных и системных дефицитах.

Для выполнения своих функций устройства, входящие в АОСЧ, контролируют:

• величину, продолжительность и/или скорость снижения частоты;

• факторы, характеризующие возникновение местного дефицита активной мощности без контроля изменения частоты: отключение генерирующего оборудования, питающей линии электропередачи или трансформаторного оборудования (с контролем величины и направления мощности в предшествующем режиме) и т.д.

АОСЧ должно обеспечивать ограничение глубины и длительности снижения частоты в энергосистеме, отделившихся от нее дефицитных энергорайонах, не допуская нарушения технологических режимов ТЭС, АЭС и требований действующих норм по эксплуатации турбин. В соответствии с этими требованиями АОСЧ должно выполняться на основании следующих расчетных условий работы энергосистемы и ее районов по частоте:

· ниже 49,0 Гц – не более 40 с;

· ниже 47,0 Гц – не более 10 с;

· ниже 46,0 Гц – не допускается.

АОСЧ должно быть организовано в каждом энергорайоне, который может аварийно отделиться от ЕЭС России с дефицитом мощности, приводящим к недопустимому снижению частоты, а также охватывать ЕЭС России в целом.

Подсистемы АОСЧ

1) Автоматический частотный ввод резерва мощности.

Все ГЭС (ГАЭС) должны быть оснащены автоматикой частотного ввода резерва. (Для ГАЭС необходимо наличие запаса оборотной воды). Уставки по частоте АЧВР должны быть на 0.2-0.5 Гц выше уставок первых очередей АЧР.

2) Автоматическая частотная разгрузка

- АЧР должна предусматривать отключение нагрузки потребителей небольшими порциями – очередями по мере снижения частоты.
- Места размещения устройств АЧР и ДАР определяются с учетом возможностей обеспечения нормальной эксплуатации этих устройств, контроля их настройки и состояния.
- Устройства АЧР, установленные у потребителей, рекомендуется резервировать на питающих энергообъектах устройствами с меньшими уставками по частоте или большими уставками по времени срабатывания.
- Под действие АЧР подключаются энергопринимающие устройства потребителей всех категорий надежности электроснабжения.
- Для нагрузки потребителей, не допускающих длительного перерыва в электроснабжении, должна быть предусмотрена возможность переключения на автономные (независимые) источники питания.
- Очередность отключения нагрузки следует выбирать так, чтобы максимально уменьшать ущерб от перерыва электроснабжения, в частности должно применяться большое число устройств и очередей АЧР. Более ответственная нагрузка потребителей должна подключаться к последним очередям АЧР.
- В целях уменьшения объемов подключенной к АЧР нагрузки должно предусматриваться совмещение действия части очередей АЧР1 и АЧР2 на отключение одних и тех же потребителей. При совмещении объединяется действие очередей АЧР1, имеющих меньшие уставки по частоте, с очередями АЧР2, имеющими большие уставки по времени.
- При неполном совмещении АЧР1 и АЧР2 весь объем мощности, подключенной к устройствам АЧР1 с уставками ниже 47.5 Гц, должен быть полностью совмещен с АЧР2.
- Действие устройств АВР должно быть согласовано с действием АЧР таким образом, чтобы действием АВР не восстанавливалось питание отключенной от АЧР нагрузки от тех же или других электрически связанных источников питания. Рекомендуется использовать в этих целях блокировку АВР по частоте.
- Запрещается переключать нагрузки, отключенные устройствами АЧР, на оставшиеся в работе электрически связанные источники питания.

- Должно быть исключено срабатывание АЧР в переходных процессах, характеризующихся снижением частоты, не связанными с аварийным дефицитом активной мощности: синхронные качания, выбег двигателей при останове.

- При наличии в энергосистеме крупных потребителей тепловой энергии от противодавленческих турбин типа «Р» следует, по возможности, не подключать к АЧР нагрузку потребителей пара от ТЭЦ из-за опасности уменьшения генерируемой мощности вследствие полного или частичного прекращения потребления пара, что может явиться причиной дальнейшего развития аварии.

3) Дополнительная автоматическая разгрузка

- ДАР следует применять для ликвидации больших местных дефицитов активной мощности (более 45% от потребления) со скоростью снижения частоты более 1,8-2,0 Гц/сек, при которой действие АЧР может оказаться неэффективным.

- ДАР должна быть быстродействующей и срабатывать в начале процесса снижения частоты – до начала работы АЧР1 или в процессе срабатывания ее первых очередей. Для этого рекомендуется применение устройств фиксации скорости снижения частоты с целью выявления факта возникновения большого местного дефицита мощности.

- Устройства фиксации скорости снижения частоты рекомендуется устанавливать в узлах нагрузки, что позволяет осуществить ускоренное отключение заданного объема нагрузки потребителей по месту установки устройств без использования каналов телеотключения.

- Мощность подключаемой к ДАР нагрузки потребителей выбирается таким образом, чтобы после действия ДАР остаточный дефицит активной мощности не превышал допустимого, при котором обеспечивается эффективность работы АЧР.

- Допускается подключение одних и тех же потребителей к АЧР и ДАР. При этом суммарная мощность разгрузки должна быть достаточной для подъема частоты выше 49.0 Гц после срабатывания ДАР и АЧР при расчетном дефиците активной мощности.

4) Частотная делительная автоматика.

Автоматическое выделение электростанций или генераторов со сбалансированной нагрузкой, выделение генераторов на питание собственных нужд следует применять:

• для предотвращения полного останова электростанции при отказе или недостаточной эффективности других устройств АОСЧ путем сохранения в работе собственных нужд;

• для обеспечения питания наиболее ответственных потребителей.

В отдельных случаях выделение электростанций или генераторов может производиться с дефицитом активной мощности, устраняемым последующим действием АЧР в отделившемся районе.

ЧДА должна устанавливаться на всех ТЭС, на которых она может быть выполнена исходя из условий их работы (схема электростанции, ее положение в сети, ограничения по теплофикационному режиму и т.п.).

Для электростанций, где выполнение ЧДА признано невозможным или нецелесообразным, должны быть подготовлены и утверждены согласованные с органами оперативно-диспетчерского управления соответствующие решения с необходимой мотивировкой.

Для электростанций с ЧДА должны быть оформлены решения, подтверждающие соответствие назначения, настройки и удовлетворительное состояние эксплуатации частотной делительной автоматики и систем регулирования электростанций.

Допускается установка ЧДА на ГЭС с целью предотвращения погашения нагрузки близлежащего района.

Система регулирования гидротурбин должна обеспечивать сохранение работоспособности агрегатов при выделении на нагрузку района, нагрузку собственных нужд при последующем отключении части генераторов для снижения частоты до допустимого уровня.

Уставки срабатывания ЧДА выбираются с учетом обеспечения устойчивой работы выделяемых электростанций (энергоблоков) и действия ЧДА после срабатывания АЧР1. При этом, как правило, применяются две ступени:

• быстродействующая ступень;

• медленная ступень (резервное действие).

При подключении непосредственно к шинам электростанции ответственных потребителей, а также в крупных городах с преобладанием тепловой нагрузки над электрической допускается неселективное по частоте действие ЧДА по отношению к АЧР.

Выбор сечения ЧДА должен проводиться с минимизацией числа отключаемых действием ЧДА выключателей.

При необходимости следует осуществлять предварительную подготовку первичной схемы электрической сети к выделению электростанций, генераторов со сбалансированной нагрузкой или генераторов на питание собственных нужд.

Соответствие мощности генерации и нагрузки в выделяемом районе должно проверяться ежегодно при проведении контрольных замеров.

Для электростанций с ЧДА следует осуществлять постоянный мониторинг состояния оборудования, на которое действует автоматика и систем регулирования электростанций.

Для электростанций с ЧДА рекомендуется организовать мониторинг в режиме реального времени соответствия мощностей генерации и нагрузки в районе ЧДА с учетом возможного действия АЧР и с определением величины минимально допустимой генерации – Ргмин.

5) Частотное автоматическое повторное включение нагрузки

Устройства ЧАПВ в первую очередь должны устанавливаться в случаях невозможности быстрого восстановления питания потребителей действиями оперативного персонала после действия устройств АЧР (на удаленных подстанциях без постоянного оперативного персонала).

При размещении устройств и распределении нагрузки по очередям ЧАПВ следует учитывать степень ответственности нагрузки потребителей, вероятность их отключения действием АЧР, сложность и длительность неавтоматического восстановления электропитания (исходя из принятого порядка обслуживания объектов).

Как правило, очередность включения нагрузки от ЧАПВ должна быть обратной очередности отключения их устройствами АЧР.

При подключении к одной очереди ЧАПВ нескольких присоединений, их выключатели должны включаться поочередно с интервалами времени не менее 1 с.

Суммарная мощность подключаемой к ЧАПВ нагрузки не регламентируется и определяется местными условиями работы энергорайона.

Настройка ЧАПВ не должна препятствовать синхронизации энергорайона с энергосистемой в процессе восстановления системы.

Настройка и выбор объема очереди ЧАПВ должны исключать повторное срабатывание АЧР при действии ЧАПВ.

1.2.4. Автоматическое ограничение повышения частоты

Данный подраздел будет рассмотрен на практическом занятии 12.

АОПЧ предназначено для предотвращения недопустимого повышения частоты в ЭС, при котором возможно срабатывание автоматов безопасности турбин ТЭС, АЭС, а также для ограничения длительного повышения частоты в ЭС, при котором нагрузка блоков выходит за пределы диапазона допустимых нагрузок.

Устройства АОПЧ ликвидируют аварийный избыток активной мощности за счет отключения генераторов и деления системы. Последнее используется для отделения ТЭС с примерно сбалансированной нагрузкой от энергосистемы в целях резервирования действия устройств АОПЧ (при неэффективности АОПЧ).

Устройства АОПЧ контролируют частоту в энергосистеме и (или) скорость ее повышения, а также, если 84требуется, работу котла при выходе его режима за пределы регулировочного диапазона.

Размещение и настройка АОПЧ должно быть организовано в каждом районе (энергоузле), который может быть отделен от энергосистемы в результате аварии или действия автоматики с избытком мощности, приводящим к недопустимому повышению частоты.

АОПЧ должно выполнять свои функции при всех возможных для данного района (энергоузла) аварийных избытках мощности, при этом АОПЧ не должно срабатывать в режиме синхронных качаний.

Настройка АОПЧ должна исключать срабатывание при синхронных качаниях в энергосистеме.

С целью предотвращения недопустимого повышения частоты на тепловых электростанциях, которые могут оказаться работающими параллельно с гидроэлектростанциями значительно большей мощности, должны применяться устройства автоматики, действующие при повышении частоты выше 52-53 Гц на отключение части генераторов ГЭС.

Допустимо применение устройств, действующих на отделение ТЭС со сбалансированной нагрузкой от ГЭС.

В узлах энергосистемы, содержащих только ГЭС, должны предусматриваться устройства, ограничивающие аварийное повышение частоты за счет отключения части генераторов, а также устройства, действующие на закрытие направляющих аппаратов до прекращения повышения частоты.

Действие АОПЧ не должно приводить к последующему действию устройств АОСЧ. Вводимый для этого разброс действия АОПЧ по частоте и времени на отключение генераторов должен определяться на основе специальных расчетов изменения частоты с учетом действия АРС турбин.

1.2.5. Автоматическое ограничение снижения напряжения

Данный подраздел будет рассмотрен на практическом занятии 13-14.

Подсистема АОСН предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости нагрузки и возникновения лавины напряжения снижения напряжения в узлах энергосистемы, нарушений технологических процессов на электростанциях и крупных промышленных предприятиях, прекращения электроснабжения потребителей.

Устройства АОСН действуют на:

•увеличение генерации реактивной мощности (осуществляют форсировку и увеличивают уставки регуляторов возбуждения СК, генераторов, форсировку конденсаторов и иных ИРМ);

• уменьшение потребления реактивной мощности (отключение шунтовых реакторов, отключение нагрузки (при наличии обоснований)).

Допускается совмещение действия устройств АОСН и АОСЧ на отключение нагрузки.

Устройства АОСН контролируют величину снижения напряжения с учетом его длительности. Для прогнозирования возникновения процесса лавины напряжения устройства АОСН могут контролировать изменение величины реактивной мощности и величину производной изменения реактивной мощности от изменения напряжения.

Требования к размещению и управляющим воздействиям

- Обоснование применения АОСН следует производить с учетом зависимости нагрузки от напряжения, наличия АРПН на понизительных трансформаторах, конденсаторных батарей, схемы и режимов электрической сети.

- Для АОСН рекомендуется следующая очередность применения УВ: отключение реакторов, включение конденсаторов (БСК), форсировка и увеличение уставок возбуждения СК, генераторов электростанций, деление сети, отключение нагрузки.

- Как правило, АОСН следует выполнять с пуском по напряжению ступенями с разными выдержками времени.

Выдержки времени должны обеспечивать отстройку автоматики от АПВ, АВР и т.д., и сводить к минимуму вероятность неправильного срабатывания устройств при полной потере напряжения вследствие неуспешных АПВ, отключений линий электропередачи распределительной сети и т.д.

- Для повышения эффективности и быстродействия АОСН рекомендуется учитывать скорость изменения напряжения.

- В тех случаях, когда не обеспечивается достаточная эффективность АОСН при контроле напряжения в месте установки устройства (например в узлах с преобладанием синхронных двигателей, нарушение динамической устойчивости которых происходит значительно быстрее, чем у генераторов), рекомендуется применять более сложные устройства с фиксацией режимных параметров, изменений в схеме и АВ в разных точках энергосистемы, телепередачей сигналов.

- Минимально допустимые и аварийно допустимые напряжения в узлах с мощными электродвигателями или высокой долей электродвигательной нагрузки определяются на основании нормируемых коэффициентов запаса и критических по устойчивости напряжений (Uкр) [1].

Критическое напряжение в узлах такой нагрузки 110 кВ и выше при отсутствии более точных данных следует принимать равным $U_{кр} = 0{,}7 \cdot U_{ном}$, где Uном –номинальное напряжение в рассматриваемом узле.

Коэффициенты запаса в нормальном режиме должны быть не ниже 1.15,

в послеаварийном режиме не ниже 1.1.

При этом минимально допустимым напряжением является величина $U_{кр} \cdot 1.15$,

аварийно допустимым напряжением - величина $U_{кр} \cdot 1.1$.

1.2.6. Автоматическое ограничение повышения напряжения

Данный подраздел будет рассмотрен на практическом занятии 15-16.

Устройства АОПН устанавливаются на ПС с отходящими линиями электропередачи напряжением 330 кВ и выше, а также в ряде случаев на ПС с отходящими линиями электропередачи 220 кВ большой протяженности, с

целью ограничения длительности воздействия повышенного напряжения на высоковольтное оборудование линий электропередачи, электростанций и подстанций. Для ограничения воздействия повышенного напряжения используются управляющие воздействия в виде включения шунтирующих реакторов на ВЛ или отключения ВЛ с двух сторон с запретом ТАПВ.

Размещение, функциональность и выбору ставок 2.6.1. Устройства АОПН должны действовать при повышении напряжения выше допустимых значений с учетом допустимой длительности повышения [1] в случаях, когда это повышение произошло в результате одностороннего отключения ВЛ, отключения фазы, разрыва транзита.

Устройства АОПН следует устанавливать с двух сторон линии и снабжать дублированными каналами связи.

Устройство АОПН должно фиксировать опасное повышение действующего напряжения в соответствии с заложенной Вольт-временной характеристикой [2] и амплитудного значения напряжения, определять, является ли ВЛ, на которой установлено устройство, причиной повышения напряжения (по стоку реактивной мощности).

Должны учитываться предыдущие повышения напряжения. При вводе в работу устройства АОПН в него должны быть введены данные о предшествующих повышениях напряжения.

Устройство АОПН должно контролировать факт повышения напряжения каждой из трех фаз.

В устройствах АОПН допускается иметь ступени по контролируемому напряжению и выдержке времени, определяемые, по возможности, с учетом предыдущих повышений напряжения в течение заданного времени, и действовать на включение шунтирующих реакторов и, если 2тнапряжение не снизилось до допустимого значения, на отключение с запретом АПВ линии, зарядная мощность которой вызвала повышение напряжения.

В устройстве АОПН должна быть предусмотрена блокировка срабатывания при выполнении оперативного включения линии в работу.

Должна быть обеспечена блокировка действия устройства АОПН на включение реактора после срабатывания его защит.

Каждое устройство АОПН должно фиксировать отказ любого из выключателей линии и, в случае отказа, обеспечивать отключение смежных выключателей посредством УРОВ АОПН с запретом АПВ всех отключаемых выключателей.

Действие АОПН на ВШР допустимо осуществлять без контроля величины и направления реактивной мощности по ВЛ.

Для исключения неправильных действий АОПН должна быть предусмотрена блокировка при неисправности цепей напряжения.

1.2.7. Автоматическое ограничение перегрузки оборудования

Данный подраздел будет рассмотрен на практическом занятии 17-18.

АОПО предназначено для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки электрооборудования.

АОПО включает в себя автоматическую разгрузку трансформаторов, автотрансформаторов (АРТ) и автоматическую разгрузку линий электропередачи (АРЛ).

Мероприятиями по ликвидации перегрузки являются:

•разгрузка электростанций (разгрузка турбин, отключение генераторов);

•перераспределение нагрузки;

•пуск резервных агрегатов и набор нагрузки;

•отключение нагрузки;

•деление системы;

•отключение перегруженного оборудования.

Для разгрузки связей в электрической сети ЭС в качестве УВ АОПО используются:

•АВР (автоматический ввод резерва мощности) в дефицитной части энергосистемы для разгрузки связей (оборудования) с избыточным районом энергосистемы,

•ОН в дефицитной части энергосистемы для разгрузки связей (оборудования) с избыточным районом энергосистемы,

•ДРТ, ОГ генераторов электростанций в избыточной части энергосистемы для разгрузки связей (оборудования) с дефицитным районом энергосистемы, в случае наличии связей дефицитного энергорайона с другими источниками электроснабжения,

•ДС, обеспечивающее перераспределение потоков мощности и ликвидацию перегрузки элемента сети или существенно повышающее эффективность действия других УВ.

•отключение с запретом АПВ (для линий электропередачи) перегруженного элемента сети при условии, что при этом не возникнут недопустимые режимы в других частях энергосистемы, которые не могут быть предотвращены и ликвидированы средствами ПА.

В случае применения ЦПА задачи АПНУ и АОПО, как правило, решаются в едином комплексе.

Требования к функциональности

- Применение АОПО не требуется, если допустимая длительность возможной перегрузки составляет 20 мин и более. Разгрузка в таких случаях должна производиться путем применения оперативных мероприятий в соответствии с [1].
- Определение настройки устройств АОПО должно осуществляться на основе временно-зависимой характеристики допустимой токовой перегрузки

сетевого элемента, ограничивающего величину предельной загрузки связи по току (если такая характеристика известна).

- Настройка устройств АОПО должна производиться с контролем температуры воздуха и масла. Рекомендуется настройка устройств АОПО для зимних и летних температур наружного воздуха.
- Допускается выполнять многоступенчатое АОПО по контролируемому току и выдержке времени, осуществляющее ввод последующих ступеней по току/времени до достижения по контролируемому элементу сети длительно допустимого значения тока.
- Для повышения селективности и минимизации объема УВ рекомендуется использовать в устройстве АОПО реле тока с коэффициентом возврата не менее 0.95.
- При реверсивных перетоках мощности рекомендуется контролировать направление мощности.
- При перегрузке, превышающей допустимую, сигнал УВ должен формироваться с фиксированной выдержкой времени порядка 10-30 секунд (с возможностью оперативного регулирования) или в соответствии с зависимостью выдержки времени от величины перегрузки.
- Должно предусматриваться резервирование действия устройства АОПО на случай, если по каким-либо причинам перегрузка не была устранена после реализации УВ. При этом с дополнительной выдержкой времени должен формироваться сигнал на ввод других УВ или отключение перегруженного оборудования.

2. ПОЯСНЕНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

2.1. ПРАВИЛА ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА И ЕГО СТРУКТУРА

Курсовой проект выполняется в соответствии с индивидуальным заданием, выданным преподавателем. Курсовой проект (КП) состоит из расчетно-пояснительной записки и графической части. Оформление курсового проектадолжно соответствовать СТП ВГТУ и ЕСКД.

Расчетно-пояснительная записка (РПЗ) должна содержать все необходимые разделы, а также поясняющие схемы и рисунки.

РПЗ должна быть выполнена в печатном виде на листах формата А4 по

ГОСТ 9327 (210х297 мм). Текст следует набирать, соблюдая следующие размеры полей: правое ─ 10 мм; левое ─ 20 мм; верхнее ─ 20 мм; нижнее ─ 10 мм.

Набор текста в текстовом редакторе должен удовлетворять следующим

требованиям: шрифт Times New Roman, кегль 14, цвет шрифта – черный,

межстрочный интервал – 1,5. Текст должен быть отформатирован по ширине

страницы с применением автоматического переноса слов, первая строка с абзацным отступом 1,25 см.

Страницы РПЗ следует нумеровать арабскими цифрами, соблюдая сквозную нумерацию по всему тексту, включая приложения.

Номер страницы проставляют в центре нижней части страницы без точки.

Титульный лист включается в общую нумерацию страниц. Номер страницы на титульном листе не проставляют.

Наименования структурных элементов ≪СОДЕРЖАНИЕ≫, ≪ВВЕДЕНИЕ≫, ≪ЗАКЛЮЧЕНИЕ≫, ≪СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ≫, ≪ПРИЛОЖЕНИЕ≫ служат заголовками этих структурных элементов. Заголовки структурных элементов следует располагать по центру строки без точки в конце и печатать прописными буквами, не подчеркивая. Расстояние между заголовком и текстом должно быть равно одной строке. Каждый структурный элемент КП следует начинать с новой страницы. Страница КП должна быть заполнена текстом не менее чем на 1/3 часть. Содержание включает все структурные элементы КП с указанием номеров страниц, с которых они начинаются.

Для основной части приводятся наименования всех разделов, подразделов, пунктов (если они имеют наименование). Приложения указываются с их наименованием. Иллюстрации (чертежи, графики, диаграммы, схемы, фотоснимки, компьютерные распечатки) следует располагать непосредственно после текста, в котором они упоминаются впервые или на следующей странице.

РПЗ содержит титульный лист, исходные данные согласно номеру варианта, содержание, введение, основную часть,

заключение, список литературы и чертежи, оформленные в виде приложений

на листах формата А3, с заполненным угловым штампом. Графическая часть проекта содержит материал по схемным решениям, алгоритмам работы устройства, реализованные в данном курсовом. Вся графическая документация должна быть выполнена в соответствии с требованиями ЕСКД.

2.2. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Основная часть работы содержит проработанные разделы и подразделы указанные ниже. Структура курсового проекта может иметь определенные отличия в сравнении с ниже приведенной в зависимости от индивидуальности выданного задания. В частности, отдельные разделы могут быть дополнены, а отдельные сокращены.

Вариант задания выдается преподавателем.

Структура курсового проекта:

1. Организация работы устройства противоаварийной автоматики:

1.1. Назначение и классификация устройства по различным признакам.

1.2. Ситуации в системах электроснабжения, при которых должно работать устройство противоаварийной автоматики.

1.3. Пусковая или исходная информация, используемая для действия устрой-ства противоаварийной автоматики.

1.4. Воздействие устройства противоаварийной автоматики на систему элек-троснабжения, обеспечивающее нормализацию её работы.

1.5. Алгоритмы действия устройства противоаварийной автоматики.

2. Требования нормативных документов к устройству противоаварийной автоматики – ПУЭ, ПТЭ, ГОСТ, РД, Норм проектирования, Техническая политика Россетей (МРСК) и др.

3. Устройства противоаварийной автоматики, выпускаемые различными про-изводителями – ИЦ Бреслер, Механотроника, зарубежными компаниями.

3.1. Общий обзор.

3.2. Описание конкретных устройств противоаварийной автоматики (3-4 варианта схемных решений, с подробным указанием состава и пояснением принципа работы).

4. Расстановка устройств противоаварийной автоматики на различных уровнях системы электроснабжения. Согласование взаимодействия разных видов устройств противоаварийной автоматики и релейной защиты.

5. Выбор и расчёт параметров устройства противоаварийной автоматики с учётом согласования с релейной защитой, автоматикой подобного типа, устанавливаемых на различных уровнях системы электроснабжения.

6. Технико-экономическое обоснование применения устройства противоаварийной автоматики.

В курсовом проекте «Противоаварийное управление в электроэнергетике» рассматриваются вопросы организации работы различных систем противоаварийной автоматики, обеспечивающих повышение надёжности электроснабжения потребителей. Примерная тематика курсовых проектов, следующая:

1. Особенности устройств автоматического включение резерва для ЛЭП напряжением до 1кВ и свыше 1кВ.
2. Устройства автоматического повторного включения для ЛЭП с односторонним питанием.
3. Устройства автоматического повторного включения для ЛЭП с двухсторонним питанием.
4. Устройства автоматической частотной разгрузки.
5. Устройства автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов пропорционального действия.
6. Устройства автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов сильного действия.
7. Устройства автоматического включения синхронных генераторов на параллельную работу.
8. Система форсировки возбуждения синхронных генераторов.
9. Устройства автоматического гашения поля синхронных генераторов.
10. Автоматическое регулирование режима энергосистемы по частоте.
11. Регулирование потоков активной мощности.
12. Отключение гидро и турбогенераторов с целью предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы.
13. Деление энергосистемы на несинхронно работающие части.
14. Автоматическое отключение части нагрузки, с целью предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы.
15. Предотвращение нарушения динамической устойчивости в в циклах обычные АПВ и быстродействующие АПВ.
16. Предотвращение асинхронного режима путем опережающего деления энергосистем при приближении к пределу устойчивости.
17. Ликвидация асинхронного режима в случаях нарушения устойчивости путем ресинхронизации или селективного деления энергосистем в заранее предусмотренных сечениях.
18. Противоаварийная автоматика для ограничения повышения частоты.
19. Противоаварийная автоматика для ограничения повышения напряжения.
20. Устройства АПВ и АВР для трансформаторных подстанций.

Исходными источниками информации для выполнения курсового проекта является прилагаемая далее литература. Основной литературой является

специальная техническая литература (научные монографии, статьи в научно-технических журналах «Электрические станции», «Промышленная энергетика», «Энергетик» и др., справочники, каталоги на оборудование, рекламная информация предприятий и фирм производителей) и интернет-ресурсы.

Курсовой проект должен показывать современное состояние рассматриваемой темы – исходная литература описывает тему по состоянию на 20–30 лет назад. Для этого нужно проработать информационные источники в Интернете, названных научно-технических журналах за последние 5–10 лет, в рекламной информации фирм-производителей соответствующей техники (отечественные фирмы ИЦ Бреслер, Механотроника и др., зарубежные фирмы ABB, Alstom, Schneider Electric, Siemens и др.).

В исходной литературе рассматриваются системы автоматики, построенные, как правило, с использованием электромеханических и полупроводниковых элементов. В курсовом проекте следует рассмотреть указанные системы, построенные с использованием микропроцессорной техники. Следует обращать внимание на обобщенные структурные схемы систем противоаварийной автоматики, алгоритмы их действия.

Составить алгоритм действия соответствующих устройств противоаварийной автоматики и описать их функционирование.

При написании разделов курсового проекта, рассмотрении каких-то положений, описании какой-либо системы автоматики необходимо выполнять ссылки на используемый источник информации, который в последующем включается в библиографический список.

При составлении своей схемы электроснабжения следует использовать условные обозначения элементов, соответствующие действующим стандартам (ГОСТ 2.723-68, ГОСТ 2.755-74, ГОСТ 2.742.58, ГОСТ 2.727-68, ГОСТ 2.710-81)

Перечень «исходных» литературных источников для выполнения курсового проекта.

1. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов. 4-е изд. перераб. и доп. / В.А. Андреев. – М.: Высшая школа, 2006. – 639 с.

2. Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М.А. Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2010. – 350 с.

3. Беркович, М.А. Автоматика энергосистем: Учебник для техникумов / М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семёнов. – М.: Энергоатомиздат,1991. – 240 с.

4. Правила устройства электроустановок. 7-е издание, переработанное и дополненное, с изменениями. – М.: БЮРО ДИЗАЙН, 2003. – 726 с.

5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации / Минэнерго России. – М.: СПО ОРГРЭС, 2003. – 320 с.

6. Семёнов, В.А. Противоаварийная автоматика в ЕЭС России / В.А. Семёнов. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2004. – 104 с.

7. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: Учебник для вузов / Под ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. – 504 с.

8. Автоматизация энергосистем. Учебник для вузов / Н.И. Овчаренко; под ред. А.Ф. Дьякова. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 476 с.

9. Дьяков, А.Ф. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. Учебное пособие для вузов / А.Ф. Дьяков, Н.И. Овчаренко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 336 с.

10. Окин, А.А. Противоаварийное управление в ЕЭС России / А.А. Окин, В.А. Семенов Под. ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Изд-во МЭИ, 1996. – 153 с.

11. Окин, А.А. Противоаварийная автоматика энергосистем / А.А. Окин. – М.: Изд-во МЭИ, 1995. – 212 с.

12. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т.1 Электроснабжение / Под общей ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 568 с.

13. Справочник по проектированию электроснабжения. Электроустановки промышленных предприятий / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиз-дат,1990. – 576 с.

14. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и рас-пределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Гера-симова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

15. Овчинников, В.В. Автоматическое повторное включение / В.В. Овчинников. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 96 с.

16. Схемы АПВ в электрических сетях: использование ёмкостного отбора напряжения: Практическое пособие / Сост. Е.Г. Дорохин, Т.Н. Дорохина; Под ред. Б.А. Алексеева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 80 с.

17. Семёнов, Д.А. АВР в системе собственных нужд переменного тока 0,4 кВ на подстанциях и электростанциях / Д.А. Семёнов, К.В. Быков // Релейная защита и автоматизация. – 2011. – № 1. – С. 52–54.

18. Александров, В.Ф. Частотная разгрузка в энергосистемах. Ч.1: Алгоритмы и устройства / В.Ф. Александров, В.Г. Езерский, О.Г. Захаров, В.С. Малышев. – М.: НТФ Энергопрогресс, 2007. – 100 с. 30

19. Александров, В. Ф. Частотная разгрузка в энергосистемах. Ч.2: Аварийные режимы и уставки / В.Ф. Александров, В.Г. Езерский, О.Г. Захаров, В.С. Малы-шев. – М.: НТФ Энергопрогресс, 2007. – 76 с.

20. Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка) / Стандарт ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС", 2004.

21. Комплектное реле автоматической разгрузки трансформаторов ТОР 100-АРТ 31 2 / Руководство по эксплуатации. – Чебоксары, ИЦ Бреслер, 2007. – 56 с.

22. Михалков, А.В. Что нужно знать о регулировании напряжения / А.В. Михалков. – М.: Энергия, 1971. – 56 с.

23. Карташов, И.И. Управление качеством электроэнергии / И.И. Карташов, В.Н. Тульский, Р.Г. Шаламов, А.Ю. Воробьев; Под ред. Ю.В. Шарова. – М.: Изд-во МЭИ, 2006. – 319 с.

24. Статические компенсаторы для регулирования реактивной мощности / Под ред. Р.М. Магура: Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат 1987. – 160 с.

25. Карташев, И.П. Статические компенсаторы активной мощности в энергосистемах / И.П. Карташев, В.И. Чехов. – М.: Изд-во МЭИ, 1990. – 68 с.

26. Кручинин, А.М. Автоматическое управление электротермическими уста-новками: Учебник для вузов / А.М. Кручинин, К.М. Махмудов, Ю.М. Миронов, В.П. Рубцов; Под ред. А.Д. Свенчанского. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 416 с.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Беркович, М.А. Автоматика энергосистем: Учебник для техникумов / М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семёнов. – М.: Энергоатомиздат,1991. – 240 с.

2.Беркович, М.А. Основы автоматики энергосистем / М.А. Беркович, А.Н. Комаров, В.А. Семенов -М.: Энергоатомиздат,1981. – 432 с., ил.

3. Окин, А.А. Противоаварийное управление в ЕЭС России / А.А. Окин, В.А. Семенов Под. ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Изд-во МЭИ, 1996. – 153 с.

4. Окин, А.А. Противоаварийная автоматика энергосистем / А.А. Окин. – М.: Изд-во МЭИ, 1995. – 212 с.

5. СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-3.040.20.123-2012. Аттестационные требования к устройствам противоаварийной автоматики (ПА).

6. Ершов, А.М. Противоаварийная автоматика систем электроснабжения: методиче-ское пособие к изучению курса / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2015. – 30 с.

7. Совалов, С.А. Противоаварийное управление в энергосистемах / С.А. Совалов, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат ,1988. –411 с.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к практическим занятиям и курсовому проектированию по дисциплине «Противоаварийное управление в электроэнергетике» для студентов направления 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения

Составители:

Горемыкин Сергей Александрович

Ситников Николай Васильевич

Издается в авторской редакции

Компьютерный набор Д.В. Бондаренко

Подписано к изданию 11.05.2022.
Уч.-изд. л. 2,3.

ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет»
394006 Воронеж, ул. 20-летия Октября, 84