

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

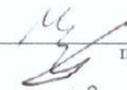
И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
«03» 07 2020 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Методы и способы повышения пропускной способности магистральных электрических сетей в электроэнергетической системе Приморского края

Исполнитель
студент группы 842-ом2


_____ 30.06.2020
подпись, дата

Д.А.Мулахметов

Руководитель
профессор,
канд. техн. наук


_____ 30.06.2020
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Руководитель
магистерской
программы
профессор
докт. техн. наук


_____ 02.07.2020
подпись, дата

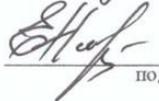
Н.В. Савина

Нормоконтроль
ст. преподаватель


_____ 03.07.2020
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент


_____ 06.07.2020
подпись, дата

Е.Б. Николаенко

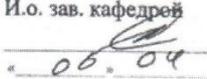
Благовещенск 2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 06 » 04 2020 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Мулахметова Дмитрия Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Методы и способы повышения пропускной способности магистральных электрических сетей в электроэнергетической системе Приморского края

(утверждено приказом от

06.03.2020 542-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 14.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схема энергосистемы Приморского края

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

1) Характеристика энергосистемы Приморского края; 2) Программное обеспечение; 3) Анализ статической устойчивости; 4) Оценка технико-экономической эффективности установки компенсирующих устройств; 6) Безопасность труда

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала ит.п) Рисунков 7; Таблиц 25; графическая часть:

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов)

7. Дата выдачи задания 25.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Ю.В

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): Мулахметов Д.А

(подпись студента)



РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация: 107 стр., 7 рисунков, 25 таблицы 14 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА
УСТОЙЧИВОСТЬ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ
ПРОТИВОАВАРИЙНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ АВТОМАТИЧЕСКИЕ
ОГРАНИЧЕНИЯ РЕЖИМОВ РАСЧЕТ СТАТИЧЕСКОЙ
УСТОЙЧИВОСТИ ПЕРЕТОК АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ВЫБРАННОМ
РАЙОНЕ РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ПРОЕКТА
БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУДА

В данной магистерской диссертации проводилась не только оценка социально-экономического развития Приморского края с учетом существующей схемы энергосистемы региона, но и возможности развития данной схемы энергосистемы с учетом баланса мощности и электроэнергии прилегающих энергосистем. Развитие энергосистемы Приморского края невозможно без оценки устойчивости режимов работы энергосистемы. Увеличение устойчивости в энергосистеме способствует внедрению противоаварийной автоматики с целью уменьшения противоаварийных воздействий на режимы работы энергосистемы. Определение правильной работы автоматических ограничений режимов проводится на основе расчета статической устойчивости при различных параметрах перетоков активной мощности в выбранном районе. Целесообразность внедрения различных устройств противоаварийной автоматики определяется путем проведения расчета экономического эффекта от реализации данного проекта. В качестве

определения безопасности труда проводилась оценка действия источников электромагнитного поля и способы их ограничения.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	
Введение	8
1 Характеристика энергосистемы Приморского края с учетом баланса мощности и электроэнергии прилегающих энергосистем	10
1.1 Анализ существующего состояния энергетики Приморского края	10
1.2 Вопросы устойчивости	16
1.3 Противоаварийные воздействия	38
1.3.1 Противоаварийные воздействия	47
1.3.2 Отключение нагрузки	50
1.3.3 Изменение топологии электрической сети	52
1.4 Автоматика ограничения повышения напряжения	53
1.4.1 Автоматика ликвидации асинхронного режима	54
1.4.2 Автоматика ограничения повышения напряжения	55
1.4.3 Автоматика ограничения перегрузки оборудования	56
2 Программное обеспечение, используемое в дипломном проектировании	58
2.1 Программный комплекс RASTRWIN	58
3 Анализ статической устойчивости Приморской энергосистемы	61
3.1 Описание цифровых моделей ОЭС Востока	61
3.2 Определение величин допустимых по условиям статической устойчивости перетоков активной мощности	62
4 Оценка технико-экономической эффективности установки Компенсирующих устройств в южной части энергосистемы Приморья	81
4.1. Экономическая эффективность проекта	81
4.2. Вывод	82
5 Безопасность труда	83
5.1 Электромагнитные поля, воздействие на человека	83
5.2 Источники ЭМП промышленной частоты	84

5.3 Нормирование электрических полей промышленной частоты	94
5.4 Меры защиты от воздействия полей	95
Заключение	104
Библиографический список	105

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АТР – Азиатско-Тихоокеанский регион;
- ВРП – валовый региональный продукт;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- ВЛ – воздушная линия;
- ГРЭС – государственная районная электростанция;
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
- ЭС – энергосистема
- ОЭС – объединенная энергосистема;
- ЕЭС – единая энергосистема;
- РДУ – региональное диспетчерское управление;
- ОДУ – объединенное диспетчерское управление;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- КЗ – короткое замыкание;
- ПА – противоаварийная автоматика;
- АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима;
- АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования;
- АОСН – автоматика снижения напряжения;
- АОПН – автоматика ограничения повышения напряжения;
- АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
- ФТКЗ – факт тяжести короткого замыкания;
- ФОЛ – факт отключения линии;
- ИО – исполнительный орган;
- ИУ – исполнительное устройство;
- УВ – управляющее воздействие;
- УОГ – устройство отключения генератора;
- УОН – устройство отключения нагрузки;
- ЦСПА – центральная система противоаварийная автоматика;

КСПА – координирующая система противоаварийная автоматика;

ЛАПНУ – локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости;

АРОЛ – автоматика разгрузки при отключении линии;

АРОДЛ – автоматика разгрузки при отключении двух линий;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АДВ – автоматическая дозировка воздействий;

АЗД – автоматика запоминания действия;

САОН – система автоматического отключения нагрузки;

АЗГ – автоматическая загрузка генератора;

ОН – отключение нагрузки;

ОГ – отключение генератора;

ДС – деление системы;

ВОЛС – волоконно-оптические линии связи;

ВЧ – высокочастотная;

МДП – максимально допустимый переток

ПАР – послеаварийный режим

ВЕДЕНИЕ

Приморский край – является одним из стратегических развивающихся субъектов Российской Федерации, расположенный на границе со странами Северо–Восточной Азии, ставший новым центром социально-экономического развития в АТР. Экономика Приморского края является диверсификационной и включает в себя 15 сфер развития, основными из которых является транспорт, связь, оптовая и розничная торговля, а также операции с недвижимостью и промышленный комплекс.

Главное направление на развитие экономики Приморья связано с интенсивно развивающимся промышленным комплексом. При этом самыми развивающимися секторами являются: пищевая промышленность, электроэнергетика и добыча угля, машиностроение, судоремонт, горнодобывающая, рыбная, лесная и деревообрабатывающая промышленность. Развитие данных секторов невозможно без развития сельскохозяйственного производства, которое в основном расположено в южных и юго-западных районах. Климатические условия данного региона способствуют возделыванию практически всех культур.

Главными направлениями развития экономики и территориальной организации Приморья определяются следующими основными факторами:

- Развитым экономико-географическим (в частности транспортно-географическим) положением;
- Геополитическими и внешнеэкономическими факторами;
- Природными ресурсами;
- Развитой инфраструктурой, в том числе транспортной, энергетической.

Плотность населения распределена, таким образом, что социально-экономический потенциал сосредоточен в южной части края, которая

характеризуется относительно комфортным климатом, максимально приближена одновременно к нескольким странам АТР, обладает незамерзающей акваторией, богатой биологическими ресурсами, самой высокой плотностью инфраструктуры, относительно диверсифицированной структурой экономики и наличием признанных научно-исследовательских учреждений.



Рисунок 1 – Схема энергосистемы Приморского края

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПРИМОРСКОГО КРАЯ С УЧЕТОМ БАЛАНСА МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИЛЕГАЮЩИХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

1.1 Анализ существующего состояния энергетики Приморского края

Электрические сети Приморья функционируют в составе ОЭС Востока, которая состоит из энергосистемы Приморского края, энергосистемы Амурской области, Объединенный энергорайон (ОЭР) энергосистем Хабаровского края и Еврейской автономной области, Южно-Якутский энергорайон (ЮЯЭР) Якутской энергосистемы.

ОЭС Востока работает слабосвязаны с энергосистемами ЕЭС России. ЭС, обслуживающая территорию Приморского края, является одной из крупнейшей по энергопотреблению в ОЭС Востока, на ее долю приходится 39,5 % потребления всей вырабатываемой электроэнергии, 28,1 % вырабатываемой электрической и 23,9 % тепловой энергии. Централизованным электроснабжением от ЭС охвачено около 75 % общей площади края и около 98 % населения Приморья. Только населенные пункты, расположенные в отдаленных северных районах и имеющие незначительные объемы электропотребления, снабжаются электроэнергией по одноцепным линиям электропередачи или от автономных дизельных электростанций. Энергосистема Приморского края состоит из:

1. Филиала АО «Дальневосточная генерирующая компания» (ДГК) – «Приморская генерация» ПАО «Русгидро»;
2. «ЛуТЭК» (производство электрической и тепловой энергии, транспортировка и реализация тепловой энергии);
3. Филиала АО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» (ФСК ЕЭС) – «Приморское предприятие магистральных сетей» (Приморское ПМЭС, передача электрической энергии,

оперативное управление, эксплуатация и услуги по присоединению к электрическим сетям напряжением 220/500 кВ);

4. Филиала АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (СО ЕЭС) – «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Приморского края» (Приморское РДУ, функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики);

5. Филиала АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (ДРСК) – «Приморские электрические сети» ПАО «Русгидро» (передача и распределение электрической энергии, оперативное управление, эксплуатация и услуги по присоединению к электрическим сетям напряжением 110/35/10 кВ);

6. Филиала ПАО «Дальневосточная энергетическая компания» (ДЭК) – «Дальэнергосбыт» ПАО «Русгидро» (сбыт электрической энергии потребителям Приморского края);

7. АО «Дальневосточная энергоуправляющая компания» (ДВЭУК, ввод электроэнергетических объектов, финансируемых из Федерального бюджета).

Энергосистема Приморского края представлена следующими ВЛ:

1) одной ВЛ 500 кВ «Приморская ГРЭС» – «Хехцир – 2»;

2) тремя ВЛ 220 кВ:

а) «Приморская ГРЭС» – «НПС – 36»;

б) «Приморская ГРЭС» – «Бикин – тяга»;

в) «Приморская ГРЭС» – «Розенгартовка – тяга»;

3) одной ВЛ 110 кВ «Приморская ГРЭС» – «Бикин».

На территории Приморского края получили развитие электрические сети напряжением 35 – 500 кВ. Системообразующая сеть энергосистемы сформирована на напряжении 220 – 500 кВ, распределительная – на напряжении 35 – 110 кВ. Сети напряжением 220 – 500 кВ, расположенные на территории Приморского края, относятся к объектам магистральной электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» и обслуживаются филиалом ПАО

«ФСК ЕЭС» – «Приморское предприятие МЭС». Характерной особенностью электрических сетей 220 – 500 кВ Приморского края является большая протяженность ВЛ, обусловленная размещением самой крупной электростанции – Приморской ГРЭС на севере вдали от центров электрических нагрузок, основная часть которых сосредоточена на юге края. Сети высшего напряжения 500 кВ Приморского края представлены шестью ВЛ 500 кВ суммарной протяженностью ~ 1 278,36 км (из них ~ 1 070,6,5 км по территории Приморского края), в том числе:

1) ВЛ «Приморская ГРЭС»–«Хехцир – 2» (239,5 км, в том числе ~ 31,7 км по территории Приморского края);

2) ВЛ «Приморская ГРЭС» –«Дальневосточная» (345,2 км) с ПС «Дальневосточная»;

3) ВЛ «Приморская ГРЭС» –«Чугуевка – 2» (291,9 км) с ПС «Чугуевка – 2»;

4) ВЛ «Дальневосточная»–«Владивосток» (95,4 км);

5) ВЛ «Чугуевка – 2» –«Лозовая» (189,5 км);

6) ВЛ «Владивосток»–«Лозовая» (116,9 км) с ПС «Лозовая».

С вводом ВЛ «Чугуевка – 2»– «Лозовая» и ВЛ «Владивосток»– «Лозовая» с ПС «Лозовая» в 2012 году создано кольцо ВЛ 550 кВ.

Сети 220 кВ Приморского края представлены:

1) двумя ВЛ 220 кВ от «Приморской ГРЭС» до ПС 220 кВ«Лесозаводск» (~ 149 и 132 км);

2) двумя кольцами ВЛ 220 кВ (суммарной протяженностью ~ 1200 км):

а) ПС «Лесозаводск»– ПС «Спасск»– ПС «Дальневосточная»– ПС «Арсеньев – 2»– ПС «Чугуевка –2»– ПС «К»– ПС «Лесозаводск»;

б) ПС «Дальневосточная»– ПС «Уссурийск – 2»– ПС «Владивосток» –ПС «Аэропорт»–ПС «Артемовская ТЭЦ»–ПС «Береговая – 2»– ПС «Широкая»–ПС «Козьмино»–ПС «Лозовая»– ПС«Партизанская ГРЭС»– ПС «Чугуевка –2»– ПС «Арсеньев – 2» – ПС «Дальневосточная»;

3) двумя ВЛ 220 кВ«К»–«Горелое» (~ 2×55 км);

4) тремя ВЛ 220 кВ, связывающими сети г. Владивостока с энергосистемой:

а) ПС «Владивосток»–ПС «Волна» (53,3 км);

б) ПС «Владивосток»–ПС «Зеленый Угол» (64,3 км);

в) ПС «Артемовская ТЭЦ»–ПС «Владивостокская ТЭЦ – 2» (47,4 км);

5) ВЛ 220 кВ «Владивостокская ТЭЦ – 2»–«Зеленый Угол», «Зеленый Угол»–«Волна» (11,4 км), с вводом которой в 2011 году завершено строительство кольца ВЛ 220 кВ в г. Владивостоке;

б) двумя КВЛ «Зеленый Угол»–«Русская» (17,5 км) и «Зеленый Угол»–«Патрокл» (8,9 км), «Патрокл»–«Русская» (8,6 км) с ПС «Патрокл» и «Русская», ввод которых в 2011 году обеспечил связь сетей материковой части г. Владивостока и о. Русский, а также электроснабжение новых крупных потребителей южного планировочного района города и острова.

Распределительные электрические сети напряжением 35 – 110 кВ в основном являются объектами и обслуживаются филиалом АО «ДРСК» «Приморские ЭС» ПАО «Русгидро». Низким напряжением ПС 35 – 220 кВ, на котором осуществляется распределение электроэнергии, является напряжение 6 – 10 кВ.

Электросетевые объекты 6 – 10 кВ обслуживаются совместно с филиалом АО «ДРСК» – «Приморские электрические сети» ПАО «Русгидро», муниципальными унитарными и ведомственными предприятиями электрических сетей.

Выработка электроэнергии в операционной зоне Приморского РДУ в 2019 году составила 9,657 млрд кВт*ч, потребление – 13,679 млрд кВт*ч.

Административным центром Приморского края является Владивосток и образующийся рядом Владивостокский городской округ. Население города составляет около 700 000 человек. Владивосток является одним из крупнейших городов на Дальнем Востоке России и расположен он в южной

части Приморского края на полуострове Муравьево-Амурского и островах архипелага императрицы Евгении в заливе Петра Великого Японского моря.

Владивосток связывает собой Транссибирскую магистраль и тихоокеанские морские пути, что превращает его в важный грузовой и пассажирский морской и железнодорожный порт. В 2019 году объём внешней торговли города достиг более 500 миллионов долларов.

Владивостокский морской порт является третьим по грузообороту в Дальневосточном бассейне. Грузооборот порта, включающий суммарный оборот всех транспортных компаний, по итогам 2019 года составил около 20 млн. тонн. Порт занимается не только экспортом рыбы и морепродуктов, древесины, черных и цветных металлов, судов, а также импортом продуктов питания, лекарства, одежды и обуви, а также авто и мототранспорта. Владивосток является важным перевалочным пунктом для товаров из Японии, Южной Кореи, Китая, США и Юго-Восточной Азии.

Во Владивостоке число зарегистрированных предприятий составляет 24,6 тыс., это 57% всех предприятий, фирм и организации, работающих в Приморском крае. Ведущей отраслью экономики является промышленное машиностроение, представленное предприятиями судостроения и судоремонта. Крупнейший в регионе АО «Владивостокский судоремонтный завод» специализируется на обслуживании морских судов, рыбного промысла и добычи морепродуктов.

К числу крупнейших предприятий Владивостока можно отнести предприятия приборостроения. В частности, АО «Дальприбор» и АО «Радиоприбор», выпускающие продукцию для военно-промышленного комплекса. В городе стремительно развивается строительная отрасль. Строительные материалы выпускают АО «Владивостокский бутощебеночный завод», АО «Строитель». Во Владивостоке целый ряд предприятий, пищевой промышленности которые обеспечивают жизнедеятельность региона.

Одной из основных проблем энергосистемы является старение действующих генерирующих мощностей, распределительных электрических и тепловых сетей. Износ основного оборудования энергосистемы составляет по турбинному и котельному оборудованию – более 40 %.

Средний коэффициент использования установленной мощности электростанций:

– станции филиала «Приморская генерация» АО «ДГК»ПАО «Русгидро» – ~ 80 %;

– станции филиала «ЛуТЭК» АО «ДГК»ПАО «Русгидро» — ~ 90 %.

Главной задачей для перспективного развития региона на ближайшее будущее является поэтапное замещение на электростанциях выработавшего парк ресурс генерирующего оборудования с последующим техническим перевооружением, с использованием передовых парогазовых и газотурбинных технологий. Особенностью электрических сетей ОЭС Востока, в состав которых входят сети Приморья, является их цепочечный характер и значительная протяженность. Энергосистема Приморского края дефицитна по мощности и электроэнергии, особенно южная ее часть. Дефицит мощности покрывается перетоком из других энергосистем ОЭС Востока. Перетоки мощности в сечении Хабаровскэнерго – Приморская ГРЭС преимущественно направлены с запада на восток и юг ОЭС (передача мощности осуществляется из избыточной ЭС Амурской области в ЭС Хабаровского края и ЕАО, в ЭС Приморского края). Характерной особенностью электрических сетей 220 – 500 кВ ЭС Приморского края является большая протяженность ВЛ, обусловленная размещением крупнейшей электростанции – Приморской ГРЭС – на значительном расстоянии от центров электрических нагрузок, основная часть которых сосредоточены на юге края.

Распределительные сети 35 – 110 кВ получили наибольшее развитие в южной части края, что обусловлено большей заселенностью территории, на которой размещаются крупные населенные пункты, в том числе г.

Владивосток, г. Артем, г. Находка, г. Партизанск, г. Уссурийск, г. Большой Камень и др. Анализ данных летнего и зимнего максимума электрических нагрузок показал, что потоки мощности и уровни напряжения в электрической сети 35 – 110 кВ и выше энергосистемы Приморского края находились в допустимых пределах.

Энергосистема Приморья хоть и является дефицитной по мощности и электроэнергии, но запас величины устойчивости резерва мощностисоставляет (30 % от P_{max} . относительно 22 % расчетного резерва), это связано с размещением резерва ОЭС Востока на крупной Приморской ГРЭС, расположенной на севере края. Несмотря на имеющийся резерв мощности в энергосистеме, баланс мощности юга энергосистемы Приморского края остается напряженным, так как дефицит генерирующей мощности,располагаемой на юге региона, ограничена пропускной способностью линий электропередачпо передаче мощности в направлении север-юг энергосистемы.

1.2 Вопросы устойчивости

Устойчивость энергосистем—это способность сохранитьрежим работы электростанций и электрических сетей, при изменениях режимов работы энергооборудования, возвращаться к установившемуся режиму после различного рода возмущений.

Статическая устойчивость—это способность энергосистемысохранять синхронную параллельную работу генераторов при малых возмущениях и медленных изменениях параметров режима.

Связь – последовательность элементов образующие соединения двух частей энергосистемы.

Данная последовательность может включать в себя кроме линий электропередачи силовые трансформаторы, системы или секции шин, коммутационные аппараты и так далее.

Сечение – совокупность сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых приводит к полному или частичному разделению энергосистемы на две изолированные части.

«Частичное сечение» – совокупность сетевых элементов (часть сечения), отключение которых к делению энергосистемы на две изолированные части не приводит.

Исходя из требований к устойчивости режимов работы энергосистемы, подразделяются на нормальные, когда все сетевые элементы, определяющие устойчивость, находятся в работе, и ремонтные, отличающиеся от нормальной тем, что из-за отключенного состояния одного или нескольких элементов электрической сети (а при эксплуатации – также из-за отключенного состояния устройств противоаварийной автоматики) уменьшен максимально допустимый переток в каком-либо сечении [11].

Различают установившиеся и переходные режимы энергосистем.

Установившиеся режимы работы энергосистемы, характеризуются неизменными параметрами. Малые изменения режима, связанные с малым изменением электропотребления и генерации, нерегулярными колебаниями мощностей, передаваемые по связям, работой устройств регулирования частоты и активной мощности. Данные изменения рассматриваются последовательностями установившихся режимов.

Переходными режимами работы энергосистемы от начального возмущения до окончания вызванных им электромеханических процессов (с учетом первичного регулирования частоты). При эксплуатации, исходя из требований к устойчивости энергосистем, перетоки мощности в сечениях в установившихся режимах делятся на следующие:

- Нормальные (наибольший допустимый переток называется $m_{\text{н}}$ допустимым);
- Вынужденные (наибольший допустимый переток называется аварийно-допустимым).

Вынужденные перетоки допускаются для предотвращения или уменьшения ограничений потребителей, потери гидроресурсов, при необходимости строгой экономии отдельных видов энергоресурсов, неблагоприятном наложении плановых и аварийных ремонтов основного оборудования электростанций и сети, а также в режимах минимума нагрузки при невозможности уменьшения перетока из-за недостаточной маневренности ЭС.

При проектировании перетоки мощности в сечениях при установившихся режимах подразделяются следующим образом:

- Нормальные (наибольший допустимый переток называется \max допустимым);

- Утяжеленные.

Утяжеленный режим, связан с неблагоприятным наложением ремонтов основного оборудования электростанций в режимах \max и \min нагрузок, если продолжительность таких режимов в течение года не превышает 10%.

Наиболее тяжелые возмущения, которые влияют на устойчивость энергосистемы, называемые нормативными возмущениями, подразделены на три группы: I, II и III. В состав групп входят следующие возмущения:

- а) Короткое замыкание (КЗ) с отключением элемента(ов) сети;

- б) скачкообразный аварийный небаланс активной мощности по любым причинам: отключение генератора или блока генераторов с общим выключателем, крупной подстанции, вставки постоянного тока (ВПТ) или крупного потребителя и др.

Увеличение перетоков мощности в утяжелении режима работы энергосистемы, характерные для данной энергосистемы различаются перераспределением мощности между узлами, находящимися по разные стороны рассматриваемого сечения. Значение \max передачи мощности определяется по траектории, которой соответствует наименьшая предельная мощность. Рассматриваются как правило сбалансированные по мощности

способы утяжеления режима, т.е. такие, при которых частота остается практически неизменной.

Перетоки, предельные по статической устойчивости, и перетоки, допустимые в послеаварийных режимах, определяются с учетом перегрузки оборудования, допустимой в течение 20 минут. Большую перегрузку, допустимую в течение меньшего времени, можно учитывать, если она обеспечивается соответствующим оборудованием и если эта перегрузка оперативно или автоматически ликвидируется за допустимое время, благодаря снижению перетока в сечении (автоматический пуск гидрогенераторов, перевод их из компенсаторного режима в активный и т.п.).

В эксплуатации для контроля соблюдения нормативных запасов устойчивости следует использовать значения перетоков активной мощности. При необходимости \max допустимые и аварийно допустимые перетоки задаются как функции от режимных параметров (загрузки отдельных электростанций и/или числа работающих генераторов, перетоков в других сечениях, напряжений в узловых точках и др.). Такие параметры включаются в число контролируемых. В зависимости от конкретных условий в качестве контролируемых используются и другие параметры режима энергосистемы, в частности, значения углов между векторами напряжений по концам электропередачи [11].

По условиям устойчивости энергосистем нормируются \min коэффициенты запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в сечениях и по напряжению в узлах нагрузки. Кроме того, устанавливаются группы возмущений, при которых должны обеспечиваться как динамическая, нормируемая коэффициентами запаса, так и статическая устойчивость в послеаварийных режимах. В области допустимых режимов должно быть обеспечено отсутствие самораскачивания. Если самораскачивание проявляется, то должны приниматься меры по устранению его причин, оперативно дополнительно разгружено сечение, в котором наблюдаются колебания, до исключения этих

колебаний. Допустимые перетоки определяются также допустимыми токовые нагрузки (перегрузки с учетом их длительности) оборудования в заданном и в нормативных послеаварийных режимах и другими имеющимися ограничениями.

Расчеты устойчивости энергосистем и расчетная проверка мероприятий по ее обеспечению осуществляются при проектировании и эксплуатации энергосистем. Расчеты устойчивости выполняются для:

- Выбора основной схемы энергосистемы и уточнения размещения основного оборудования;
- Определения допустимых режимов энергосистемы;
- Выбора мероприятий по повышению устойчивости энергосистемы, включая средства ПА и параметры их настройки;
- Определения параметров настройки систем регулирования и управления, релейной защиты, АПВ и т.д.

Установившийся режим работы энергосистемы является квазиустановившемся, так как характеризуется \min изменениями перетоков активной и реактивной мощности, значений напряжений и частоты. Таким образом, в энергосистеме постоянно один установившийся режим работы переходит к другому установившемуся режиму работы. \min изменения режима работы энергосистемы возникают вследствие увеличения или снижения потребления электроустановок потребителя. \min возмущения, вызывают реакцию системы в виде колебаний скорости вращения роторов генераторов, которые могут быть нарастающими или затухающими, колебательными или апериодическими. Характер получаемых колебаний определяет статическую устойчивость данной системы. Статическая устойчивость проверяется при перспективном и рабочем проектировании, разработке специальных устройств автоматического регулирования, вводе в эксплуатацию новых элементов системы, изменении условий эксплуатации (объединение систем, ввод новых электростанций, промежуточных подстанций, линий электропередачи) [11].

Статическая устойчивость — это способность энергосистемы восстанавливать исходный или близкий к исходному режим работы энергосистемы после π n возмущения или медленных изменениях параметров режима.

Статическая устойчивость соблюдается при необходимом условии существования установившегося режима работы системы, но не предопределяет способность системы продолжать работу при возникновении конечных возмущений, например, коротких замыканий, включения или отключения линий электропередачи.

Различают два вида нарушений статической устойчивости: аperiodическое (сползание) и колебательное (самораскачивание).

Статическая аperiodическая (сползание) устойчивость связана с изменением баланса активной мощности в энергосистеме (изменение разности между электрической и механической мощностями), что приводит к росту угла δ , в результате может произойти выпадение машины из синхронизма (нарушение устойчивости). Угол δ изменяется без колебаний (аperiodически), сначала медленно, а затем всё быстрее, как бы сползая.

Статическая периодическая (колебательная) устойчивость связана с настройками автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) генераторов. АРВ должны быть настроены таким образом, чтобы исключить возможность самораскачивания системы в широком диапазоне режимов работы. Однако, при некоторых сочетаниях ремонтов (схемно-режимной ситуации) и настройках регуляторов возбуждения могут возникнуть колебания в системе регулирования, вызывающие нарастающие колебания угла δ вплоть до выпадения машины из синхронизма. Это явление и называется самораскачиванием [10].

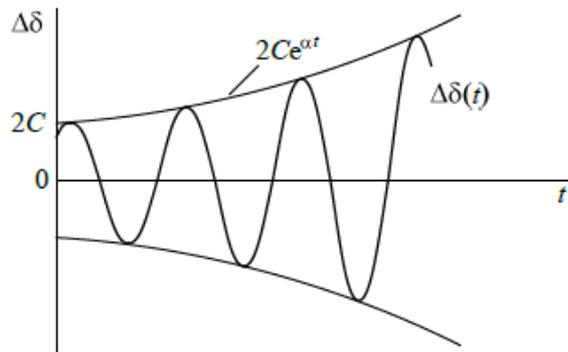


Рисунок 2– Характер изменения угла δ при нарушении статической устойчивости в виде сползания (а) и самораскачивания (б)

Статическая аperiодическая (сползание) устойчивость:

Первый этап исследования статической устойчивости – это исследование статической аperiодической устойчивости. При исследовании статической аperiодической устойчивости предполагается, что вероятность колебательного нарушения устойчивости при увеличении перетока межсистемным связям очень мала и можно пренебречь самораскачиванием. Для определения области аperiодической устойчивости энергосистемы производят утяжеление режима работы энергосистемы. Метод утяжеления заключается в последовательном изменении параметров узлов или ветвей, или их групп заданными шагами с последующим расчетом нового установившегося режима на каждом шаге изменения и выполняется до тех пор, пока обеспечивается возможность расчета.

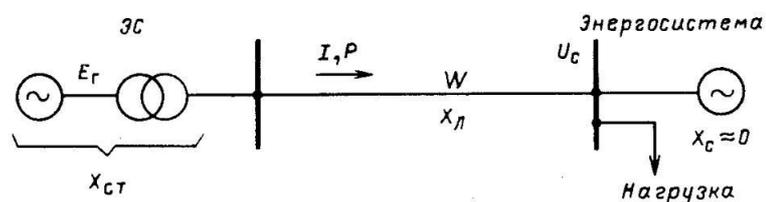


Рисунок 3 – Схема электропередачи

Рассмотрим простейшую схему сети, которая состоит из генератора, силового трансформатора, линии электропередачи и шин бесконечной мощности.

Величина передаваемой мощности зависит от угла сдвига фаз между поперечной осью генератора и вектором напряжения приемной системы, эта зависимость называется угловой характеристикой электропередачи, имеет синусоидальный характер.

Амплитуда угловой характеристики соответствует пределу статической устойчивости передачи. Устойчивость параллельной работы генератора относительно системы определяется отношением электрической мощности и механической мощности турбины. При этом мощность первичного двигателя не зависит от угла δ и определяется только количеством энергоносителя, поступающего в турбину. Как показано на рисунке 4, баланс этих двух мощностей возможен при двух значениях угла δ .

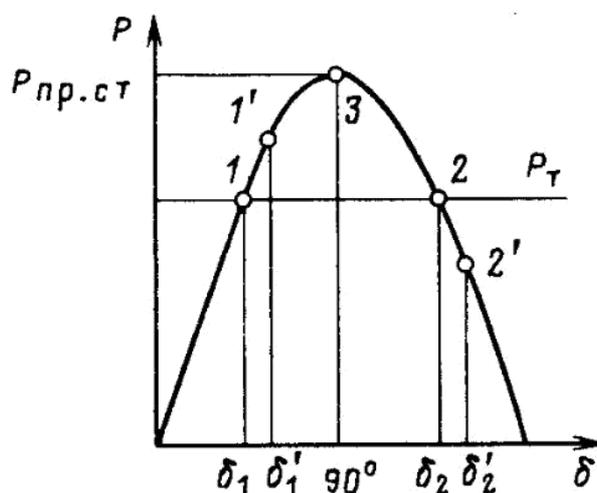


Рисунок 4— Угловая характеристика мощности

Точка 1 соответствует нормальной устойчивой работе передачи, точка 2 неустойчивой. Это можно пояснить следующим образом. В режиме, характеризующемся значением угла δ_1 , при определенном возмущении и последующем увеличении угла до значения δ_1' , электрическая активная мощность становится больше мощности механической, поэтому, ротор генератора начинает останавливаться, стремясь вернуться в точку 1, к устойчивому режиму. Если же режим характеризуется углом δ_2 , то любое приращение угла приведет к ускорению роторов, в связи с недостатком электрической мощности, к дальнейшему увеличению угла и выходу генератора

из синхронизма. Поэтому область устойчивой работы лежит в диапазоне углов от 0^0 до 90^0 . В области углов больших 90^0 устойчивая параллельная работа невозможна. Работа на тах мощности не ведется, так как \min возмущения могут вызвать переход в неустойчивую область. Мах значение передаваемой мощности выбирается \min предел статической устойчивости.

В нормальном режиме коэффициент запаса статической устойчивости линии электропередачи, связывающей электростанцию с энергосистемой должен составлять не менее 20 %. В кратковременном режиме допускается снижение коэффициента до 8 %.

Динамическая устойчивость–способность системы сохранять синхронную параллельную работу генераторов при значительных внезапных возмущениях (КЗ, аварийные отключения оборудования и пр.). В качестве примера рассмотрим двухцепную ЛЭП, соединяющую электростанцию с приемной системой, показанной на рисунке 5.

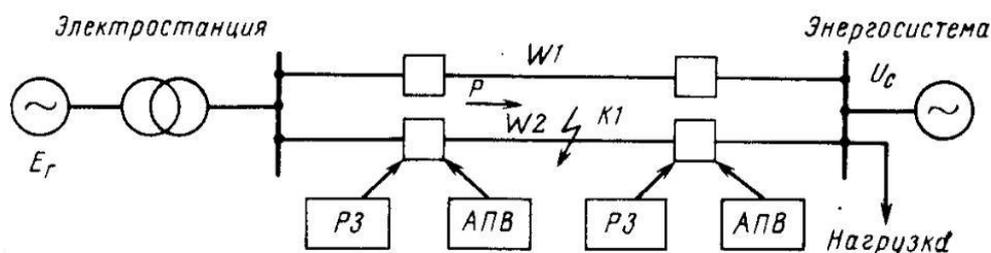


Рисунок 5 – Схема двухцепной электропередачи

В начальный момент времени режим системы характеризуется точкой 1, на угловой характеристике I. При КЗ на одной из цепей передачи происходит сброс мощности на величину ΔP , который зависит от места КЗ и его вида. В предельном случае, при трехфазном КЗ происходит сброс мощности до нуля. Такой режим называется аварийным. Угловая характеристика переходит в положение II. Возникает избыток механической

мощности, под действием которого роторы генераторов электрических станции начинают ускоряться, что влечет за собой увеличение угла δ . Далее поврежденная линия отключается, действием РЗ, этому моменту соответствует точка 3. После отключения линии режим характеризуется точкой 4, на угловой характеристике III. За время работы в аварийном режиме накопленная дополнительная кинетическая энергия, пропорциональна площадке ускорения S_y , в связи с этим процесс торможения роторов происходит с увеличением угла. Угол δ будет увеличиваться до тех пор, пока вся запасенная кинетическая энергия не перейдет в потенциальную.

Потенциальная энергия пропорциональна площадке торможения S_t . По истечении некоторой паузы, в точке 5, срабатывает устройство АПВ. Успешное АПВ возвращает систему к нормальному режиму работы, с исходной схемой. Увеличение угла будет происходить до тех пор, пока не достигнет равенства площадки ускорения и торможения (точка 7, на угловой характеристике). Избыток электрической мощности, по сравнению с процессом торможения продолжится, уже с уменьшением угла, до достижения баланса между электрической и механической мощностью в точке устойчивого равновесия. Однако, если в ходе торможения с приращением угла, угол δ переходит в некоторое критическое значение $\delta_{кр}$ (точка 8). наблюдается лавинное увеличение угла, выпадение генераторов из синхронизма [10].

Для сохранения динамической устойчивости необходимым условием является выполнение условий статической устойчивости. Запас динамической устойчивости оценивается коэффициентом.

Если этот коэффициент больше единицы, режим устойчив, если меньше, происходит нарушение устойчивости.

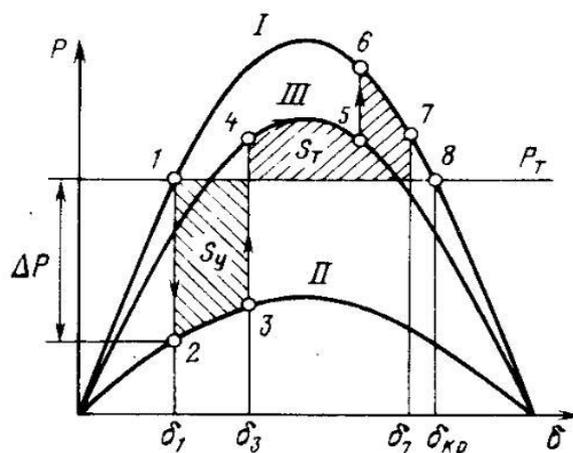


Рисунок 6 – Угловые характеристики мощности, при изменениях режима

При управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы в нормальном режиме обеспечивается:

- Баланс выработки и потребления электрической мощности при соблюдении установленных параметров электроэнергетического режима;
- Соответствие технологических режимов работы электростанций обязательным требованиям при выработке электроэнергии;
- Соответствие параметров технологических режимов работы линий электропередачи и оборудования допустимым значениям передачи электроэнергии;
- Оптимизация электроэнергетических режимов работы Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем по критерию \min суммарных затрат при передаче электрической энергии (за исключением аварийных ситуаций).

При управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы субъект ОДУ осуществляет регулирование технологического режима работы объектов диспетчеризации не только по частоте и активной мощности, но также по напряжению:

- Поддерживая параметры электроэнергетического режима энергосистемы в допустимых пределах;

- Выполнение заданных плановых режимов и их изменение по требованию ОДУ и изменении фактического электроэнергетического режима энергосистемы.

При работе энергосистемы в вынужденном режиме необходимо соблюдать следующие требования:

- Перетоки активной мощности в контролируемых сечениях не превышают АДЗ;

- Напряжение на объектах электроэнергетики выше аварийно-допустимых значений, но не превышает наибольшие рабочие значения;

- Токовые нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования не превышают аварийно-допустимые значения с учетом разрешенной длительности перегрузки;

- Отклонения частоты электрического тока от номинального значения не должны превышать аварийно-допустимые значения ($\pm 0,4$ герца).

При работе энергосистемы в вынужденном режиме допускается нарушение устойчивости энергосистемы при нормативных возмущениях.

При возникновении или угрозе возникновения выхода параметров электроэнергетического режима энергосистемы за пределы допустимых значений допускается работа линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования объектов электроэнергетики в режимах и с параметрами, не соответствующими условиям нормальной эксплуатации, но не превышающими предельно допустимых по величине и длительности значений должны допускать:

- Перегрузки по активной и (или) реактивной мощности генерирующего оборудования, средств компенсации реактивной мощности;

- Перегрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования;

- Разгрузки генерирующего оборудования электростанций до величины нагрузки ниже уровня нагрузки энергоблоков данных

электростанций при их работе в базовом режиме эксплуатации в соответствии с технологическим регламентом безопасной эксплуатации энергоблоков;

- Увеличение нагрузки генерирующего оборудования ТЭЦ и ГРЭС за счет снижения расхода пара на промышленные и тепловые отборы, перевода тепловой нагрузки на пиковые (резервные) источники (при их наличии и с учетом времени на их пуск);

- Разгрузка генерирующего оборудования ТЭЦ и ГРЭС до величины ниже технологического минимума с понижением температуры теплоносителя в тепловых сетях;

- Аварийное снижение нагрузки генерирующего оборудования с так допустимой скоростью;

- Кратковременное повышение напряжения сверх значений так рабочего напряжения.

При предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистем допускается осуществление управления электроэнергетическим режимом без учета требований к приоритетности изменения нагрузки электрических станций, установленных Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности [10].

В целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистемы разрабатываются и при возникновении (угрозе возникновения) выхода параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений применяются графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).

Для поддержания параметров электроэнергетического режима в установившихся режимах работы в энергосистеме используется автоматическое режимное управление, осуществляемое действием режимной автоматики.

Для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима работы в энергосистеме используется противоаварийное управление, осуществляемое действием противоаварийной автоматики.

Особая роль и значение методов реализации первых двух основных положений обобщенного метода приведенного градиента (то есть реализации теории неявных функций, определяемых уравнениями установившегося режима электрической системы, и рационального выбора и изменения базиса этих уравнений) в современных условиях энергетики. Развитие этих методов для нормальных условий работы с учетом, в частности, возможности тяжелых предельных режимов около границы существования решения уравнений установившегося режима, особенно актуально при непрерывно-дискретном управлении самоустанавливающимися состояниями электрической системы.

На основе этого приводится общая детерминированная постановка подзадачи комплексной непрерывной оптимизации мгновенных установившихся режимов электроэнергетической системы. Как известно, методы реализации первого основного положения обобщенного метода приведенного градиента – это методы вычисления неявных функций и их производных, в частности их градиентов и матриц вторых частных производных. Такие методы получили дальнейшее развитие, особенно обобщенные методы ньютоновского типа для вычисления неявных функций с учетом предельных установившихся режимов около границ существования решения уравнений установившегося режима, а также их рациональной адаптации в различных режимах работы.

Проведены исследование и развитие рациональных методов выбора и смены базиса неявных функции с учетом комбинирования как сложных аналитических, так и более простых топологических методов. Сложные аналитические методы позволяют учитывать предельные условия существования решения уравнения установившегося режима, что особенно важно в условиях тяжелых режимов работы [9].

В практике диспетчерского управления электроэнергетической системой распространены главным образом детерминированные методы оптимизации долгосрочных режимов. В исследованиях, посвященных расчету оптимальных долгосрочных режимов электроэнергетической системы в детерминированной постановке, большое внимание уделяется поиску эффективных методов и алгоритмов решения задачи. Это потребовало экспериментальной проверки применения для решения этой задачи многих методов математического программирования. Установлено, что наиболее широко распространены методы статистического градиента, вспомогательных функций, проекции градиента.

На основе этих методов были созданы алгоритмы и программы, которые в настоящее время успешно применяются при совместной оптимизации долгосрочного и краткосрочного режима электроэнергетической системы. На основе многолетнего опыта эксплуатации и анализа многочисленных расчетных режимов на математических моделях предлагается единый диспетчерский план для объединенной энергосистемы. Единый диспетчерский план – комплекс основных положений и правил назначения режимов гидроэлектростанции и тепловых электрических станций.

Сейчас во многих электроэнергетических системах наблюдается уменьшение резерва мощности, а в отдельных электроэнергетических системах появляется дефицит активной мощности, также недостаточно обеспечивается топливом тепловые электрические станции. В этих условиях необходимо обращать особое внимание на надежность электроснабжения потребителей, а также на рациональное распределение гидроэнергетических и топливных ресурсов между отдельными электростанциями. Наиболее корректно требования экономичности и надежности при оптимизации долгосрочных режимов, которое учитывает использование стохастических методов расчета на основе вероятностной и неопределенной исходной информации (речного стока, нагрузки потребителей и так далее). Вместе с тем все известные методы весьма трудоемки и могут реально использоваться на практике только при

существенных упрощениях постановок задач или расчетных схем.

Задача оптимизации долгосрочных режимов электроэнергетической системы занимает одно из центральных мест в комплексе задач долгосрочного планирования автоматизированной системы диспетчерского управления. Решая задачу в детерминированной постановке, при заданных планах топливоснабжения тепловых электрических станций и ремонта основного оборудования, а также для электроэнергетических систем, содержащих хотя бы одну гидроэлектростанцию с водохранилищем сезонного, годового или многолетнего регулирования. Получим результат решения задачи в виде значения вырабатываемых мощностей тепловой электрической станцией и гидроэлектростанцией в интервалах долгосрочного цикла.

Используемая постановка задачи комплексной оптимизации долгосрочных режимов электроэнергетической системы, в которых для синтеза модели оптимизации долгосрочного режима электроэнергетической системы выполняется эквивалентирование электроэнергетической системы в краткосрочном цикле управления.

Для эффективного решения поставленной задачи (полной постановки) необходимо предусмотреть поиск хорошего исходного приближения, которое можно найти на основе расчета долгосрочных режимов электроэнергетической системы в упрощенной постановке.

При рассмотрении полной постановки задач для оптимизации долгосрочных режимов электроэнергетической системы. Допустим, что построены эквивалентные характеристики затрат, и целевая функция, а также определены векторы $\mathcal{E}_{\min}, \mathcal{E}_{\max}$. Для решения этой задачи можно применить обобщенный метод приведенного градиента в сочетании с методом внутренних точек, которые являются наиболее эффективными для задач малой размерности, какими являются в настоящее время задачи оптимизации долгосрочных режимов [9].

При возникновении в электроэнергетической системе дефицита электроэнергии вследствие недостаточности запасов энергоресурсов задача

оптимизации долгосрочных режимов обычно решается с учетом целевой функции ущербов от недоотпуска электроэнергии. Из-за большой сложности этой задачи предложено ее последовательное решение: сначала решается задача минимизации и рационального распределения недоотпуска электроэнергии в заданном цикле управления, а затем оптимизации режима.

Рассмотрим задачу рационального распределения электроэнергии при условии, что известен план топливоснабжения тепловой электрической станции. Поэтому предложено решать эту задачу в два этапа: сначала найти минимум недоотпуска электроэнергии, затем – его рациональное распределение между интервалами долгосрочного цикла. Эта объясняется тем, что приблизительно одному и тому же суммарному дефициту электроэнергии за долгосрочный цикл управления могут соответствовать, распределение дефицитов электроэнергии по интервалам, различные комбинации дефицитов электроэнергии в отдельных интервалах неоднозначно. Появляется дополнительная возможность распределения минимального дефицита электроэнергии в соответствии с некоторым критерием.

Вероятностные постановки и методы решения задачи оптимизации долгосрочных (сезонных, годовых) режимов электроэнергетических систем дают хорошие результаты.

Математическая постановка и методы, используемые при решении отдельных подзадач комплексной оптимизации режимов электроэнергетической системы в различных циклах управления с учетом случайного характера исходной информации в принципе едины. Поэтому можно использовать вероятностный подход к расчету оперативных режимов электроэнергетической системы и для решения задачи оптимизации долгосрочных режимов электроэнергетической системы. Суть этого подхода состоит в последовательной линеаризации математического описания нелинейной стохастической задачи и сведении линейной стохастической задачи к эквивалентной детерминированной задаче. Для этой цели используется одноэтапное линейное стохастическое программирование.

Основные положения для решения задачи оптимизации долгосрочных режимов электроэнергетической системы разработаны с помощью этого метода.

В условиях неполной информации нет необходимости в том, чтобы ограничения задачи выполнялись при каждой реализации исходной информации (при таком требовании обычно нет допустимого решения). Поэтому для соблюдения ограничений задается некоторая вероятность, отличная от 1. Целевую функцию при этом меняют на математическое ожидание исходной функции [8].

Такой прием позволяет на каждом шаге итерационного процесса достаточно легко вычислить значение градиента и целевой функции. Исследования показали, что такая замена возможна не для всех случаев, потому что значительная погрешность появляется, например, при наличии холостых сбросов воды. В указанной работе ограничения на объемы водохранилищ учитываются в вероятностной форме, что обеспечивает при решении задачи максимальное уменьшение холостых сбросов.

Основные положения метода:

1. Вероятностное описание речного стока и электрической нагрузки в работе представляются дискретными законами распределения. При этом, во-первых, алгоритм решения не ориентирован на определенный тип кривой (набора кривых), что значительно расширяет возможности использования такого распределения. Во-вторых, получение закона распределения для случайного вектора G намного проще, если распределение стока и нагрузки заданы дискретно.

2. Чтобы получить закон распределения для случайного вектора G , необходимо использовать некоторые положения теории вероятности:

При линейном преобразовании случайной величины кривая плотности вероятности не изменяет своего характера, а только смещается вдоль оси абсцисс, при этом масштабы по осям координат изменяются пропорционально друг другу;

Композиция законов распределения нескольких случайных величин (ξ_i) находится повторным применением операции свертки (правило получения закона распределения суммы двух случайных величин).

Вероятностный расчет долгосрочного режима в электроэнергетических системах возможен при использовании:

Условных кривых плотности распределения вероятности приточности стока;

Последовательной линеаризации целевой функции, вероятностных ограничений и замены вероятностной нелинейной задачи эквивалентными детерминированными задачами с помощью одноэтапного линейного стохастического программирования;

Приближения, полученного при детерминированном расчете.

Вероятностные расчеты показали, что полученные результаты целесообразно применять только для принятия решения на первом интервале долгосрочного цикла управления, так как по его истечении обычно уточняется исходная информация, что приводит к повторным расчетам.

Требования о дополнительной экономии затрат в электроэнергетической системе или повышения надежности электроснабжения потребителей, требуют средневзвешенную оценку экономии затрат от использования вероятностных расчетов вместо детерминированных расчетов. Эта экономия представляется как разность погрешностей детерминированного и вероятностного решения.

Поэтому данный подход целесообразности использования вероятностных методов не рассматривает ограничения, наложенные на целевую функцию, то есть его можно применять для электроэнергетической системы, в которой имеется достаточный резерв мощности и энергоресурсов. В электроэнергетической системе с дефицитом мощности и энергоресурсов или только энергоресурса для обоснования эффективности расчета долгосрочных режимов электроэнергетической системы в стохастической постановке. Однако в этом случае в затратах I должны присутствовать и ущербы от нарушения ограничений [8].

В дефицитных условиях необходимо показать, что вероятностные расчеты в отличие от детерминированных расчетов обеспечивают необходимую надежность и оптимальность режима.

В условиях рынка электроэнергии актуальными являются разработка новых методов анализа работы энергосистем, оценка возможности работы с максимальным приближением к предельным режимам и с повышенной загрузкой основных магистральных линий. Это обостряет вопрос о мерах по анализу и повышению устойчивости энергосистем при управлении их установившимися режимами, по выбору оптимальных управляющих воздействий. При автоматизированном диспетчерском управлении электрическими режимами электроэнергетических систем традиционно решается круг задач, приводящих в результате к оптимальному ведению режимов [7].

В состав программного обеспечения, для математического решения задач автоматизированной системы диспетчерского управления, входят программы, позволяющие выбрать компоновку схем, организацию работы советчика диспетчера по ведению режима с учетом фактора надежности, расчетов устойчивых и допустимых режимов и их оптимизацию. Задачи управления электрическими режимами требуют достаточного быстродействия при их решении. При необходимости работы с замерами в наблюдаемой или частично наблюдаемой энергосистеме с использованием комплекса оценивания состояния энергосистем в реальном времени можно получить значения всех контролируемых параметров режима, а также значения потерь в сети. В результате достоверизации получается достаточно надежная и качественная информация, пригодная для использования при решении задач анализа и планирования режимов работы электроэнергетических систем, расчетах надежности.

Одна из подзадач при управлении электроэнергетической системы – определение допустимых режимов. В настоящее время получили распространение математические методы решения на базе эквивалентных

моделей и методов анализа нормальных и послеаварийных режимов, с учетом работы системной автоматики. Важную роль при управлении электроэнергетической системы грет анализ статической устойчивости и ее запасов, где нормирование имеет технико-экономический характер. При больших запасах устойчивости увеличиваются затраты на средства ее повышения, оборудование используется менее эффективно, но ущерб от перерывов в электроснабжении меньше. Вычисление предельного по статической устойчивости перетока в сечении осуществляется утяжелением режима (увеличением перетока), позволяющим достичь границы области существования режима, то есть анализ апериодической статической устойчивости заменяется анализом расчета. При этом рассматриваются режимы, соответствующие характерным точкам суточных и сезонных графиков генерации и потребления при возможных нормальных и ремонтных схемах, которые полагают длительно существующими.

Наличие режимов, дефицитных по мощности и энергии вследствие отставания станционного и сетевого строительства или ограниченности энергоресурсов, может привести к значительному ущербу из-за неудовлетворения спроса на электроэнергию. После тщательной проработки таких режимов возможна работа с пониженными запасами устойчивости и удовлетворительным уровнем надежности. Актуальна и оценка возможности работы с максимальным приближением к предельным режимам. Использование обобщенных показателей режима позволяет осуществлять прогноз предельных режимов, оценивать степень приближения к области допустимых режимов, обосновывать работу с пониженными запасами по устойчивости [12].

Прогресс в области вычислительной техники и программирования делает актуальными задачи совершенствования существующих и создания более эффективных диспетчерских пунктов управления энергосистемами. В новых экономических условиях важно приспособление структуры и работы вспомогательных систем к этим условиям. К вспомогательным системам

можно отнести регулирования частоты и мощности, баланса реактивных мощностей, регулирования напряжения, контроль потерь. При их разработке представляют интерес такие показатели режима, которые позволяют одновременно оценивать допустимую область функционирования электроэнергетической системы и возможность работы с пониженными запасами по активной мощности и напряжению в стационарных режимах, выбирать оптимальный объем управляющих воздействий по величине активной мощности.

Разделение на множество хозяйствующих субъектов в энергетике исключает директивные централизованные методы управления. Это является одной из причин сегодняшних проблем в обеспечении управляемости электроэнергетических систем (ЭЭС). Переход на экономические отношения между субъектами энергетического рынка потребует установления экономических отношений в области управления режимами работы ЭЭС.

В настоящее время в электроэнергетике произошла смена форм собственности, а принципы управления и взаимодействия между субъектами в основном сохранили прежний порядок. С одной стороны, это положительная тенденция, позволяющая сохранить в переходный период реформирования целостность электроэнергетической системы, но, с другой стороны, возникают противоречия, в том, что субъекты вынуждены обеспечивать свойства целостности системы в ущерб собственным экономическим интересам [11].

Укрупнение и усложнение электроэнергетических систем и их объединений сопровождается дальнейшим развитием задач оперативно-диспетчерского управления, использующих математические методы современной теории управления и позволяющих в режиме реального времени судить об экономичном режиме работы. Поэтому весьма актуальным в современных условиях является оценка границы зоны режимов, допустимых одновременно по соображениям устойчивости, управляемости и экономичности.

Оценка границы области допустимых режимов осуществляется на

основе вторых производных от определителя матрицы Якоби (J'') , от суммарных потерь активной мощности в сети (π'') или от реактивной мощности станций $(Q_{Г'}'')$ по контролируемому в ходе изменения режима активному перетоку мощности.

Граничные точки для всех трех характеристик (обобщенных показателей режима) совпадают, т. е. о приближении к зоне “тяжелых” режимов (околопредельных или не оптимальных с точки зрения роста потерь) можно судить по любой из них. Здесь появляется возможность оценить экономичность режима, т.к. можно отделить зону интенсивного роста потерь в сети.

Для успешного решения задач оперативно-диспетчерского управления диспетчер должен располагать необходимой, достаточно достоверной информацией, поэтому необходим анализ изменения параметров в режиме реального времени. Система передачи информации должна обеспечивать передачу достоверной информации о реальном текущем состоянии системы и выдавать диспетчеру эти данные в таком виде, чтобы он был в состоянии быстро и точно реагировать на отклонения режима от нормы и корректировать его.

Для получения обобщенных характеристик в темпе процесса (вторых производных выработанной реактивной мощности от произведенной активной мощности – $Q_{ген}''(P_{ген})$) данные взяты из диспетчерской ведомости.

1.3 Противоаварийные воздействия

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). Однако спомощью ПА общего типа далеко не всегда удастся предотвратить или прекратить развитие аварий и обеспечить приемлемый послеаварийный режим. Поэтому для подобных случаев предусматривается еще и ПА специального назначения:

- Комплекс автоматики предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы (АПНУ), реализующей автоматическое управление активной мощностью (АУМСУ) и специальное отключение нагрузки (САОН) для сохранения устойчивости в ЭЭС;

- Автоматика предотвращения асинхронного режима (делительная автоматика) или его ликвидации (АЛАР). Кроме этих основных средств ПА специального назначения, в зависимости от конкретных условий, могут применяться также средства автоматического ограничения частоты, напряжения, перегрузки оборудования активной и реактивной мощностями и другие дополнительные устройства ПА специального назначения. В связи с указанными ранее спецификой и особенностями оборудования и ЭЭС функционирование технологической и ПА взаимосвязано. Однако, в отличие от ПА, основное назначение первой – 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 автоматическая синхронизация. 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. 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. В совокупности с автоматикой парогенераторов тепловых электрических станций указанная технологическая автоматика аналогичного назначения (сетевая и системная автоматика) образуют средства технологической автоматики ЭЭС. В данном курсе («Автоматика ЭЭС») рассмотрены методы, способы и принципы реализации, анализа и расчета основных средств технологической и ПА ЭЭС. Кроме этого, в связи с наличием в настоящее время в ЭЭС средств автоматики, выполненных с преимущественным использованием различной элементной базы: электромагнитной и электромеханической, полупроводниковой, микроэлектронной и микропроцессорной, кратко рассмотрены наиболее значимые особенности этих реализаций. Так как физико-математической базой значительной части этого материала служит теория автоматического управления и регулирования, а для анализа и расчета систем и устройств автоматики необходимо умение получать и преобразовывать их передаточные функции, изложение профессионально-ориентированного материала непосредственно по автоматике ЭЭС предваряют основные сведения из теории систем автоматического регулирования (САР), а также рассмотрение метода направленных графов применительно к задачам анализа и расчета звеньев, устройств и систем автоматики ЭЭС [2].

«Автоматика энергосистем» вообще и ЭЭС в частности включает в себя методы, способы и принципы построения автоматических систем, а также различные средства их реализации, методы анализа и расчета звеньев, устройств и автоматических систем. Комплекс этих знаний необходим для изучения и эксплуатации существующих и проектирования новых средств автоматики. Любая автоматическая система состоит из управляемого ею

объекта (УО) и устройства автоматического (без участия человека) управления состоянием или процессами этого объекта. Если формируемое устройством автоматического управления управляющее воздействие (УВ) на УО может принимать только два существенно различных значения и в соответствии с этим состояние или процессы также могут находиться только в одном из двух состояний или уровней, то такого рода автоматическая система представляет собой автоматику релейного типа: РЗ, АПВ, АВР, АЧР и др. Автоматические системы, в которых управление объектом осуществляется непрерывно или импульсно-постоянно, образуют принципиально другой тип автоматики – системы автоматического регулирования (САР). В электроэнергетике к этому типу автоматики относятся локальные и системные средства автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности, основными среди которых являются АРВ, а также средства автоматического регулирования частоты и мощности – АРЧМ и др. Причиной формирования УВ в автоматике любого типа служит изменение (возмущение) контролируемых и соответственно измеряемых величин или регистрируемых состояний УО. При этом если изменения, возникающие в УО, не используются для формирования УВ, то такая автоматическая система относится к категории разомкнутых: РЗ, АПВ, АВР, АЧР и другая подобная автоматика. В противном случае автоматическая система является замкнутой – САР с обратной связью. Такого рода САР применяются для стабилизации регулируемой величины на определенном (заданном) уровне, для программного управления регулируемой величиной и для отслеживания (копирования) какой-либо произвольно изменяющейся во времени величины. 10 Во всех этих применениях регулируемая величина УО прямо или косвенно сравнивается с контролируемой: заданной, программной или отслеживаемой, т.е. выполняется операция вычитания и, с учетом разности (отклонения), формируется УВ. Следовательно, в замкнутых САР обратная связь, согласно ее функциональному назначению, должна быть всегда отрицательной – ООС. С введением понятия обратная связь неизбежным становится и понятие прямая связь, определяющее направление передачи

управляющего воздействия. В общем и весьма распространенном случае для достижения нужного качества регулирования САР может быть комбинированной, объединяющей разомкнутую и замкнутую САР, в которой УВ формируется с учетом возмущения и отклонения контролируемых величин: АРВ и большинство АРЧМ. Кроме этого, нередко с той же целью УВ формируется еще и с дополнительным учетом производных контролируемых величин. Функционал, в соответствии с которым формируется УВ, называется законом регулирования, а реализующее его устройство автоматического управления – автоматическим регулятором. Поскольку используемые в электроэнергетике САР, как правило, содержат канал регулирования по отклонению (рис. 1.1), нормальный диапазон их работы – режим сравнительно малых отклонений, т.е. практически линейный диапазон. Последнее позволяет применять для их анализа методы расчета линейных систем, в том числе и метод наложения. Поэтому анализ всех САР, независимо от числа контролируемых величин, можно рассматривать на примерах комбинированной САР. В электроэнергетике УО обычно является электро и теплооборудование, для управления которым необходима существенная, в зависимости от его вида, механическая или электрическая мощность. Между тем автоматические регуляторы (АР), выполняющие измерительные и преобразовательные функции, оказываются для этих целей недостаточно АР и УО усилительно-исполнительное устройство, которое при анализе включается в состав УО или чаще АР.

Система управления энергетическим производством – это совокупность организационных систем управления, диспетчерского управления и средств автоматического управления. Эта управляющая производственная система является подсистемой более сложной системы управления и подвержена воздействию множества случайных и неопределенных факторов.

Основной тенденции в развитии электроэнергетики является создание мощных энергообъединений, что позволяет снизить затраты на производство электрической энергии и повысить экономичность и надежность

электроснабжения потребителей. Однако в таких энергообъединениях возможно возникновение каскадно развивающихся аварийных процессов, приводящих к длительному нарушению электроснабжения потребителей на большой территории. Причиной таких системных аварий является неудовлетворительное состояние системы противоаварийного управления.

Единая энергосистема (ЕЭС) России представляет собой крупнейшее в мире централизованно управляемое энергообъединение. Централизация управления практически всей электроэнергетикой страны позволила отечественным энергетикам разработать теоретические основы и осуществить реализацию противоаварийной автоматики, предотвращающей развитие каскадных аварий в энергосистеме [5].

Характер управления энергосистемой и скорость реализации управляющих команд зависят от режима, в котором находится энергосистема.

Различают три режима энергосистемы: нормальный, утяжеленный, аварийный. Наибольшую часть времени энергосистема находится в нормальном оптимальном режиме, т.е. все потребители обеспечены электрической энергией требуемого качества, отсутствует перегрузка элементов энергосистемы, степень надежности работы энергосистемы высокая, при этом минимизированы затраты на производство, передачу и распределение электроэнергии. В результате возникающих повреждений оборудования, чаще всего коротких замыканий (КЗ), энергосистема переходит в аварийный режим, который характеризуется недопустимыми, даже кратковременно, значениями параметров (очень большой ток, недопустимо низкое напряжение и проч.). Из аварийного режима энергосистема автоматически (устройствами релейной защиты и автоматики) переводится в послеаварийный режим, который может оказаться как нормальным, так и утяжеленным. Например, при неустойчивом КЗ на линии электропередачи после ее отключения релейной защитой следует успешное автоматическое повторное включение этой линии, и нормальный режим работы энергосистемы восстанавливается. При КЗ на шинах мощной электрической станции часть

генераторов этой станции отключаются и возникает утяжеленный режим работы энергосистемы, который характеризуется тем, что один или несколько параметров имеют значения, допустимые лишь в течение ограниченного времени.

Задачей противоаварийной автоматики (ПА) является недопущение дальнейшего утяжеления послеаварийного режима и обеспечение быстрого перехода энергосистемы к нормальному, т.е. длительно допустимому режиму.

Устройства ПА могут быть выполнены либо по принципу «после», либо по принципу «до». В первом случае после возникновения аварийного возмущения в энергосистеме оценивается тяжесть этого возмущения, рассчитываются и реализуются управляющие воздействия, предотвращающие развитие аварийных процессов. Такое выполнение устройств ПА требует очень большого быстродействия технических средств сбора, передачи и обработки информации, так как оценка состояния энергосистемы и расчет управляющих воздействий должны быть выполнены за сотые доли секунды. Технические средства сбора, передачи и обработки информации, имеющиеся в энергосистемах, требуемым быстродействием не обладают. Поэтому устройства ПА выполняются по принципу «до», т.е. управляющие воздействия, соответствующие различным вероятным аварийным возмущениям при данном режиме работы энергосистемы, периодически рассчитываются заранее с периодом от нескольких секунд до нескольких десятков секунд и запоминаются. При возникновении аварийного возмущения соответствующие заранее рассчитанные управляющие воздействия реализуются [6].

Комплекс устройств ПА состоит из нескольких подсистем, выполняющих функции:

- Автоматического предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ);
- Автоматической ликвидации (прекращения) асинхронного режима (АЛАР);

- Автоматического ограничения:
 - Снижения частоты (АОСЧ);
 - Повышения частоты (АОПЧ);
 - Снижения напряжения (АОСН);
 - Повышения напряжения (АОПН);
 - Перегрузки оборудования (АОПО).

Устройства ПА оценивают состояние энергосистемы, выявляют наличие аварийного возмущения и оценивают его тяжесть, определяют необходимость и требуемую интенсивность управляющих воздействий, дают команды на реализацию этих воздействий.

В зависимости от характера аварийных возмущений в энергосистеме устройства ПА реализуют в основном следующие управляющие воздействия: разгрузка турбин, отключение генераторов, отключение нагрузки, управление устройствами компенсации реактивной мощности, включение или отключение шунтовых реакторов, деление энергосистемы на несинхронно работающие части и др [11].

Все системы управления взаимосвязаны, но у каждой есть свои функции:

- 1) производственно-хозяйственное управление на базе организационной структуры управления;
- 2) оперативно-диспетчерское управление с использованием технических и организационных средств диспетчерского управления;
- 3) автоматическое управление с использованием режимной, технологической и защитной автоматики.

Автоматическое управление – это наиболее прогрессивный способ управления. Однако системы энергетики подвержены множеству случайных воздействий, которые не всегда можно предвидеть, поэтому нельзя заранее рассчитать оптимальную программу управления и невозможно возложить на автоматику все управление. Вместе с тем в энергетике процессы управления глубоко автоматизированы и автоматика играет важнейшую роль при управлении нормальными режимами и, что очень важно, аварийными.

Процессы протекают на электронном уровне, и человек не способен адекватно реагировать на ситуацию.

Технологическая автоматика обеспечивает пуск (остановку) агрегатов, перевод из режима генератора в режим синхронного компенсатора и обратно. Технологическая автоматика имеет специальную программу управления, отвечающую требованиям к энергоснабжению, на всех станциях. Применяется она для управления потоками мощности между энергосистемами и настраивается в соответствии с графиками перетоков мощности.

От командного импульса на пуск агрегата, который задается человеком, автоматизирован весь процесс до включения агрегата в сеть. За две-три минуты автоматически включается агрегат мощностью 500...600 МВт. Самый опытный человек не мог бы выполнить эту операцию за такое время. Это создает гидроагрегатам громадные преимущества для регулирования мощности.

Автоматика нормальных режимов обеспечивает загрузку-разгрузку агрегатов по заданной программе. Программа специально рассчитывается для конкретных условий. Если условия меняются, то программа также меняется. Имеется автоматика распределения и регулирования активной и реактивной мощности, напряжения, распределения резервов.

Автоматика противоаварийного управления обеспечивает специальное управление при тяжелых системных авариях (при нарушении устойчивости, коротких замыканиях).

Релейная защита защищает оборудование от повреждений при авариях. Для задания программы ее действия рассчитываются тяжелые режимы.

Автоматика нормального режима играет большую роль в управлении режимами и обеспечивает непрерывное соответствие между генерацией и потреблением электроэнергии. При достаточно высоком уровне ее исполнения она называется системой автоматического управления работой энергосистем по частоте и активной мощности –САУРЧМ. Такая система

может управлять активными мощностями электростанций, энергосистем и объединений.

Автоматика нормальных режимов может выполнять и стационарные функции. На станциях имеется автоматика группового управления активной мощностью, которая обеспечивает оптимальную загрузку агрегатов при работе станции по заданному графику. На станциях есть также автоматика группового регулирования реактивной мощности агрегатов, с помощью которой загрузка агрегатов идет в соответствии с заданным графиком напряжения.

1.3.1 Противоаварийные воздействия

Автоматика аварийных режимов. Противоаварийная автоматика повышает устойчивость энергосистем и их надежность. Ее функции могут различаться. Не будем подробно останавливаться на разновидностях противоаварийной автоматике.

Одна из лучших систем противоаварийной автоматике была введена в ОЭС Урала в 1973 г. Основная расчетная авария содержала отключение одной из ДЭП кольцевой схемы системы. Это приводило к нарушению устойчивости и набросу мощности на другие ЛЭП. Нарушался баланс электроэнергии в так называемых опасных сечениях (всего выделено 6 сечений). Автоматика предусматривает разделение кольца на «здоровую» и «больную» части за счет отключения выключателей в специальных сечениях, через которые протекает минимальный ток. Это позволяет избежать распространения аварии на всю систему. Разгрузка генераторов осуществляется в той части системы, где имеется избыток мощности. Без этого генераторы системы «разгоняются» до недопустимых скоростей. При недостатке мощности предусматривается автоматическое отключение нагрузки. Таким образом, восстанавливается баланс мощности. ПАА использует все другие средства автоматики по управлению режимами генераторов, турбин, нагрузки.

Функциональные группы режимной автоматики.

Функциональная автоматика призвана децентрализовать управление очень сложным объектом, таким как крупный блок ТЭС. Без такой декомпозиции процесс управления становится сложным. Каждая функциональная система имеет свои цели и представляет собой локальную систему автоматики.

Функциональная автоматика котлов:

- Система питания котлов.
- Система подачи твердого пылевидного топлива.
- Система подачи жидкого (газообразного) топлива.
- Система подачи и подогрева воздуха.
- Система розжига растопочных горелок.
- Система удаления и очистки дымовых газов.
- Система управления пароперегревателями.

Функциональная автоматика турбин и вспомогательного оборудования

• Система снабжения смазочным маслом.

• Система снабжения регулирующей жидкостью (аккумуляторный бак, центральный насос).

- Система снабжения паром.
- Система снабжения перегретым паром.
- Управление охладительными установками.
- Управление насосами (конденсатными и др.).
- Управление обессоливающей установкой.
- Управление питательно-деаэрационной установкой.
- Система подогревателей среднего давления.
- Система подогревателей высокого давления.

Функциональная автоматика генераторов

- Система охлаждения.
- Система возбуждения.
- Система синхронизации.

Приведенный пример показывает, насколько сложна тепловая станция. Технологическая и режимная автоматика играет громадную роль в управлении технологическим процессом. Чем выше уровень автоматизации технологических процессов, тем эффективнее процесс управления. Автоматика постоянно совершенствуется и внедряется во все этапы технологического процесса.

Наиболее автоматизированный объект технологического управления – это ГЭС, что обеспечивает самую высокую надежность гидростанций по сравнению с другими станциями и позволяет им выполнять практически все функции, требуемые энергосистемами.

Оперативно-диспетчерское управление электрическими системами обеспечивает непрерывное управление совместно работающими энергетическими объектами. Многоуровневая иерархическая система на каждом уровне управления решает определенные задачи. В оперативном управлении диспетчера находятся оборудование и устройства управления. Диспетчерский пункт оснащен средствами связи со всеми объектами, средствами автоматического управления и контроля, вычислительной техникой, системой АСДУ.

Диспетчерские системы управления в отечественной энергетике сложились в тридцатые годы XX века. Накоплен многолетний положительный опыт их работы. В настоящее время кроме управления технологическими процессами появились задачи коммерческого управления, которые решаются специальным персоналом диспетчерских пунктов.

Диспетчерское управление организовано на основе строгой регламентации всех действий:

- иерархичность органов управления;
- строгая самостоятельность действий на каждом уровне;
- четкое распределение прав и обязанностей для всего оперативно-диспетчерского персонала;
- строжайшая дисциплина действий.

Диспетчерские подразделения планируют режим системы и ведут непрерывную корректировку режима по текущей оперативной информации.

Основные технические задачи диспетчерского управления включают:

- управление балансом мощности и энергии;
- управление перетоками мощности;
- поддержание качества электроэнергии;
- обеспечение надежности энергоснабжения;
- выполнение оперативных переключений в электрической сети;
- вывод оборудования в ремонт и ввод после ремонта;
- ликвидация аварий [14].

1.3.2 Отключение нагрузки (ОН)

Используется с целью предотвращения нарушения устойчивости так же, как и ОГ, в случае необходимости разгрузки "опасного сечения". Отключение нагрузки следует выполнять в приемной части энергосистемы. При этом механизм воздействия на энергосистему оказывается в значительной степени аналогичным воздействию от отключения генераторов в передающей части.

Рассуждения, подобные приведенным ранее в отношении ОГ, можно привести и относительно влияния запаздывания при выполнении ОН.

При оценке влияния на моментно-угловую характеристику следует учитывать, что ОН не приводит к снижению ресурса реактивной мощности и, как правило, способствует повышению уровня напряжения и значения P в послеаварийном режиме. Важно отметить, что ОН эффективно если мощность приемной системы меньше мощности передающей.

Очевидно, что повышение напряжения приводит к увеличению мощности оставшейся части нагрузки и тем самым – к некоторому снижению эффекта от отключения нагрузки. В то же время увеличение P_m усиливает эффективность мероприятия.

При использовании ОН следует помнить, что это средство является наименее желательным, т.к. снижает основной показатель надежности

электроснабжения потребителей. Вместе с тем, в современных условиях во многих случаях отказаться от ОН, особенно для решения задач устойчивости межсистемных связей ЕЭС, практически невозможно, по двум причинам. Во-первых, ОГ не эффективно в случае разгрузки сечения в сторону системы меньшей мощности, кроме того может возникнуть снижение частоты. Во-вторых, разгрузка той или иной межсистемной связи только действием ОГ может быть ограничена по условиям устойчивости других связей.

В случае проходящего аварийного возмущения, например, при успешном АПВ ЛЭП отключенная действием ОН нагрузка может быть включена вновь автоматически, т.е. выполнено АПВ нагрузки (АПВН).

Очевидно, что применение АПВН обеспечивает снижение ущерба потребителей. При этом, однако, необходимо учитывать определенную опасность для устойчивости при одновременном подключении большой группы потребителей в приемной части энергосистемы, особенно, если это связано с запуском асинхронных двигателей. Такой опасности можно избежать при применении АПВН с различными длительностями бестоковой паузы.

В заключении следует отметить, что ОН как мероприятие противоаварийной автоматики для предотвращения нарушения устойчивости широко использовалось в ЕЭС советского союза и продолжает использоваться в ЕЭС России, в то время, как в энергосистемах развитых стран это мероприятие не используется, и, более того, использование его запрещено законодательно.

Объективная необходимость применения ОН в ЕЭС определяется, прежде всего, наличием "слабых" связей, пропускная способность которых не превышает нескольких процентов от мощности меньшей из объединяемых частей энергосистемы.

В энергосистемах стран с относительно малой территорией, например, европейских стран, Японии, Ю. Кореи и др. такие связи отсутствуют ввиду

высокой плотности электрической сети, а в странах с большой территорией (США, Китай, Индия) для исключения "слабых" связей используются передачи и вставки постоянного тока. Развитие рыночных отношений приведет к ужесточению условий использования превентивного отключения потребителей, каковым является ОН. Однако отказ от использования ОН потребует больших затрат на усиление электрической сети и/или использование элементов постоянного тока, либо приведет к необходимости существенного ограничения режимов энергосистемы [5].

1.3.3 Изменение топологии электрической сети

Проектирование схем электрических сетей должна обеспечиваться экономичность их развития и функционирования с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими. В первую очередь необходимо рассматривать работоспособность действующих сетей при перспективном уровне электрических нагрузок с учетом физического и морального износа линий и ПС и их возможной реконструкции.

Развитие сети должно предусматриваться на основе целесообразности использования технически и экономически обоснованного минимума схемных решений, обеспечивающих построение сети из типовых унифицированных элементов в соответствии с нормативно-технической документацией по проектированию ПС и линий.

На всех этапах развития сети следует предусматривать возможность ее преобразования с минимальными затратами для достижения конечных схем и параметров линий и ПС.

При проектировании развития сети рекомендуется предусматривать комплексное электроснабжение существующих и перспективных потребителей независимо от их ведомственной принадлежности и формы собственности. При этом рекомендуется учитывать нагрузки других потребителей, расположенных в рассматриваемом районе, а также намечаемых на рассматриваемую перспективу [13].

При проектировании развития системообразующей сети следует исходить из целесообразности многофункционального назначения вновь сооружаемых линий:

- Увеличение пропускной способности сети для обеспечения устойчивой и надежной параллельной работы ОЭС;
- Надежная выдача мощности электростанций;
- Питание узлов нагрузки.

Рекомендуется избегать прямых связей между электростанциями (без промежуточных отборов мощности), для чего их необходимо прокладывать через крупные узлы нагрузки.

При проектировании развития электрических сетей необходимо обеспечивать снижение потерь электроэнергии до экономически обоснованного уровня.

Схема электрической сети должна допускать возможность эффективного применения современных устройств релейной защиты (РЗ), режимной и противоаварийной автоматики (ПА).

1.4 Автоматика ограничения повышения напряжения

Надежность электроснабжения является важнейшей задачей электросетевых предприятий.

В процессе эксплуатации в электрических сетях часто возникают ненормальные режимы, называемые переходными процессами, которые угрожают сохранности оборудования и бесперебойному снабжению электроэнергией целых регионов.

Переходные процессы протекают в течение долей секунд, так что оператор не в состоянии своевременно принять адекватные меры по их ликвидации. Устойчивая работа энергосистемы в таких режимах обеспечивается противоаварийной автоматикой.

Если устройство релейной защиты призвано отключить только свой защищаемый элемент, то противоаварийная автоматика выполняет более

масштабные задачи по сохранению устойчивой работы энергосистемы или ее участка.

Устройства противоаварийной автоматики, расположенные на разных подстанциях одной энергосистемы связаны между собой высокочастотными каналами (ВЧ связь). По средствам, которых происходит обмен информацией о состоянии тех или иных объектов региона, о нарушениях на смежных подстанциях.

Совокупность всех устройств противоаварийной автоматики и ВЧ каналов представляет собой целую систему, умеющую своевременно и точно дозировать воздействия по отключению нагрузки или генераторов на объектах региона. Конечной целью такой системы является сбалансированная работа энергорегиона в плане выработки-потребления [2].

1.4.1 Автоматика ликвидации асинхронного режима

Действие автоматики ликвидации асинхронного режима основано на принципах выявления асинхронного режима с помощью измерения величины и скорости изменения полного сопротивления ЛЭП при возникновении и развитии асинхронного режима; выявления и подсчета полуциклов и полных циклов асинхронного режима.

Асинхронный режим в работе энергосистемы возникает, если генераторы, работавшие параллельно, по какой-то причине начали вращаться с различной угловой скоростью. Между ними возникают перетоки и напряжение в сети начинает плавно подниматься и опускаться до недопустимых величин, с изменением направления перетока мощности.

Селективность действия автоматики ликвидации асинхронного режима обеспечивается выявлением местоположения (направления) электрического центра качаний и определением знака скольжения в зоне, контролируемой устройством. Первая ступень автоматики ликвидации асинхронного режима является органом быстрого выявления первого цикла асинхронного режима.

В момент начала второй половины цикла (второй полуцикл) она контролирует вхождение вектора импеданса в зону чувствительности ДЗ с

любой стороны и заданную скорость изменения этого вектора в условиях электрических качаний.

Вектор импеданса – это вектор, характеризующий полное сопротивление участка ЛЭП до электрического центра качаний.

В момент фиксации устройством смены знака активного сопротивления (активной мощности) производится регистрация начала второго полупериода в первом цикле асинхронного режима, при этом формируется сигнал срабатывания автоматики ликвидации асинхронного режима.

Формирование выходных воздействий автоматики ликвидации асинхронного режима производится с определением знака скольжения асинхронного режима (положительный знак означает опережение вращения вектора напряжения в месте установки автоматики ликвидации асинхронного режима по отношению вектора напряжения на противоположном конце электропередачи; отрицательный – отставание).

Для исключения неправильных действий устройства автоматики ликвидации асинхронного режима предусматривается блокировка его функций при КЗ в высоковольтной сети и при неисправности цепей напряжения. Наряду с названием автоматики ликвидации асинхронного режима применяют устаревшее обозначение автоматика прекращения асинхронного хода.

При срабатывании устройства автоматики ликвидации асинхронного режима происходит отключение системной ВЛ с разделением энергосистемы на несинхронно работающие части. Отключение ВЛ происходит с запретом ТАПВ и отправкой команды телеотключения (ТО) на противоположный конец ВЛ. В этих случаях повторное включение линии выполняется по команде соответствующего диспетчерского управления с контролем синхронизма [3].

1.4.2 Автоматика ограничения повышения напряжения

АОПН предназначена для предотвращения и ликвидации повышения напряжения, опасного для оборудования 500 кВ, которое может возникнуть при одностороннем отключении протяженной ВЛ – 500кВ, или при разрыве загруженного транзита.

Как правило, АОПН выполняется с разделением логики на АОПН «включенного конца» и АОПН «отключенного конца». В АОПН «включенного конца» производятся замеры междуфазных напряжений (три пары «фаза-фаза») и замер стока реактивной мощности с ВЛ к шинам ПС.

АОПН «включенного конца» может иметь несколько ступеней срабатывания: чувствительная ступень ($1,15U_n$) АОПН «включенного конца» с большей выдержкой времени и грубая ступень ($1,4 U_n$) с минимальной выдержкой времени.

В АОПН «отключенного конца» производятся замеры фазных напряжений (три пары «фаза-земля») без контроля стока реактивной мощности с ВЛ к шинам ПС.

В сетях с шунтирующими реакторами АОПН в первую очередь действует на включение этих реакторов, если напряжение по-прежнему остается высоким, то вторая более грубая ступень действует на отключение ВЛ со своей стороны и отправляет команду (ТО) на второй конец линии с запретом ТАПВ [5].

1.4.3 Автоматика ограничения перегрузки оборудования

Устройства АОПО предназначены для предотвращения по величине и длительности токовой перегрузки электрооборудования и ЛЭП. АОПО реагирует на опасное повышение тока в контролируемом оборудовании и срабатывают, если ток превосходит допустимое значение в течение не более 20 мин. Устройства АОПО снижают ток в электрооборудовании, осуществляя следующие воздействия:

- АЗГ в дефицитной части системы
- ОН в дефицитной части системы

- ДРТ, ОГ в избыточной части системы
- ДС, обеспечивающее перераспределение потоков мощности
- Отключение с запретом АПВ перегруженного элемента
- Изменение топологии сети

В устройствах АОПО предусматривается не менее двух ступеней с контролем величины и длительности токовой перегрузки. Первая ступень действует на сигнал, последняя – на отключение перегруженного элемента сети, промежуточные ступени действуют на разгрузку. В устройствах АОПО предусматривается возможность задания нескольких групп уставок, для летних и зимних наружных температур [1]. Автоматика АОПО в Приморской ЭС отстроена от длительно допустимого тока ЛЭП и оборудования.

Расчётная температура для летнего периода (апрель – ноябрь) $+25^{\circ}$, зимнего периода (ноябрь - апрель) -5° [6].

2 ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ, ИСПОЛЬЗУЕМОЕ В ДИПЛОМНОМ ПРОЕКТИРОВАНИИ

2.1 Программный комплекс RastrWin

В современной электроэнергетике для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России необходимо иметь возможность программно решать задачи по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. ПК RastrWin создан, Региональным общественным объединением «Фонд кафедры «Автоматизированные электрические системы» имени Д.А. Арзамасцева».

Программа имеет следующие расчетные модули:

- Расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0,4 до 1150 кВ);
- Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- Расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла);
- Контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- Эквивалентирование электрических сетей;
- Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- Расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой (РПН) и положений вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ);
- Расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- Структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;

- Проведение многовариантных расчетов по списку возможных аварийных ситуаций;

- Моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;

- Моделирование генераторов и возможность задания его PQ-диаграммы;

- Моделирование линейных и шинных реакторов с возможностью их отключения и переноса линейного реактора в узел при отключении ЛЭП;

- Анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

- Расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров;

- Расчет агрегатной информации по различным территориальным и ведомственным подразделениям (потребление, генерация, внешние перетоки);

- Сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

Пользовательский интерфейс программы представляет собой 4 основных элемента управления:

Табличный процессор—основной элемент управления. Ввод данных осуществляется непосредственно в нем. Предусмотрены двухуровневые таблицы («Узлы-ветви», «Сечения-ветви»), контекстная градиентная подсветка значений и допустимых диапазонов, контекстные фильтры и макросы, поиск, а также множество других функций. Вид таблиц полностью настраивается. Большинство данных вводится в таблицах «узлы» и «ветви».

Система отображения однолинейной графической схемы позволяет «с нуля» создать схему, нанести нужные параметры и управлять расчетной моделью, непосредственно выбирая те или иные элементы.

Предусмотрена градиентная подсветка значений параметров, многостраничная печать и экспорт графики в форматы DXF и WMF.

Схема мгновенно отображает значения параметров после расчета. При работе со схемой в графическом виде создаются послеаварийные режимы.

«Селектор» представляет данные в виде древовидной структуры, обеспечивая быстрый поиск и фильтрацию данных. Структура дерева полностью настраивается путем перетаскивания («drag'n'drop») элементов.

Система отображения графиков позволяет представить любой переменный параметр. Предусмотрено одновременное отображение нескольких - графиков, запоминание типовых наборов графиков, сглаживание, печать, контекстное переключение источника данных графиков и многое другое.

Для исключения случайных ошибок предусмотрена система ведения истории, которая позволяет отменить или повторить любые действия [3].

3 АНАЛИЗ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПРИМОРСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

3.1 Описание цифровых моделей ОЭС Востока

Использованные для проведения исследований статической устойчивости цифровые модели отображают сети 110, 220 и 500 кВ ОЭС Востока. В состав моделей ОЭС Востока входят модели Амурской, Хабаровской, Приморской энергосистем, а также часть энергосистемы Якутии. В работе рассмотрен режим зимнего максимума нагрузки, а также режимы летнего максимума и минимума нагрузки. Балансы активной мощности ОЭС Востока в цифровых моделях приведены в таблице 3.1.

Цифровые модели ОЭС Востока содержат более 700 узлов, более 1000 ветвей (линии электропередачи, трансформаторы, выключатели) и около 80 генераторов [2].

Таблица 1 – Генерация и потребление мощности ОЭС Востока в характерных режимах на этапе 2020 года

Район	Суммарная генерация, МВт	Суммарное потребление, МВт	Сальдо, МВт
Зимний максимум			
Амурская ЭС	2678	1577	1101
Хабаровская ЭС	1710	1864	-154
Приморская ЭС	2433	2799	-366
Южная Якутия	506	402	-104
Зимний минимум			
Амурская ЭС	2289	1387	902
Хабаровская ЭС	1605	1687	-82
Приморская ЭС	1974	2097	-123
Южная Якутия	306	367	-61
Летний максимум			
Амурская ЭС	2679	964	1715
Хабаровская ЭС	703	1204	-501
Приморская ЭС	1346	1913	-567
Южная Якутия	292	279	13

Продолжение таблицы 1 Генерация и потребление мощности ОЭС Востока в характерных режимах на этапе 2020 года

Летний минимум			
Амурская ЭС	1333	764	569
Хабаровская ЭС	734	888	-154
Приморская ЭС	996	1223	-227
Южная Якутия	191	202	-11

3.2 Определение величин допустимых по условиям статической устойчивости перетоков активной мощности

Определение величин допустимых по условиям статической устойчивости перетоков активной мощности проведено для сечения «Приморская ГРЭС – Юг Приморского края», сечения «АЛАР».

Состав сечения «Приморская ГРЭС – Юг Приморского края» (далее по тексту «Прим.ГРЭС – Юг») входят следующие линии электропередачи:

ВЛ 500 кВ «Приморская ГРЭС – Дальневосточная»;

ВЛ 500 кВ «Приморская ГРЭС – Чугуевка-2»;

ВЛ 220 кВ «Приморская ГРЭС – НПС-38»;

ВЛ 220 кВ «Приморская ГРЭС – Губерово/т»;

ВЛ 220 кВ «Приморская ГРЭС – Лесозаводск».

Состав сечения «АЛАР» входят следующие линии электропередачи:

ВЛ 220 кВ «Лесозаводск – Кировка»;

ВЛ 220 кВ «Лесозаводск – Спасск»;

ВЛ 220 кВ «Лесозаводск – Скрытая».

Определение величин допустимых по условиям статической устойчивости перетоков мощности по контролируемым сечениям проведено учётом нормативных запасов по активной мощности, нормативных

запасов по напряжению в узлах нагрузки (15% для нормальных режимов и 10% для ПАР), а также с учётом допустимых величин токовой загрузки системообразующих ВЛ 500 кВ и шунтирующих их ВЛ 110 – 220 кВ. В расчётах рассмотрены нормальные и ремонтные схемы работы сечений.



Рисунок 7 – Схема Приморской энергосистемы с нанесенными на ней рассматриваемыми сечениями

Генерация и потребление активной мощности Приморской энергосистемы в характерных режимах нагрузки, а также перетоки мощности в контролируемых сечениях 2019 года приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Балансы мощности Приморской энергосистемы в характерных режимах 2019 года

	Режим	Зимний максимум	Зимний минимум	Летний максимум	Летний минимум
Генерация, МВт	Приморская ГРЭС	1265	746	534	385
	Артемовская ТЭЦ	420	308	280	205
	Владивостокская ТЭЦ-2	465	306	265	15
Потребление, МВт		2486,3	1994,1	1735	1188
Перетоки мощности по сечениям, МВт	«Приморская ГРЭС – Юг Приморского края»	1264	908	986	594
	«АЛАР»	495	337	533	264
	«Хабаровскэнерго - Приморская ГРЭС»	-366	-364	548	-194

В качестве положительного направления перетока мощности по сечению «Приморская ГРЭС – Юг Приморского края», «АЛАР» принято от шин «Приморской ГРЭС»;

Определение величин допустимых по условиям статической устойчивости перетоков мощности по контролируемым сечениям приведённом отчёте нормативных запасов по активной мощности, нормативных запасов по напряжению в узлах нагрузки (15% для нормальных режимов и 10% для ПАР), а также с учётом допустимых величин токовой загрузки системообразующих ВЛ 500 кВ и шунтирующих их ВЛ 110 – 220 кВ.

Рассматривались нормальные и ремонтные схемы работы сечений.

Для определения допустимых по условиям статической устойчивости перетоков активной мощности по сечениям «Приморская ГРЭС – Юг Приморского края» и «АЛАР» использовались следующие траектории утяжеления:

- Снижение генерации Артёмовской ТЭЦ и Владивостокской ТЭЦ-2;
- Увеличение генерации Приморской ГРЭС и Бурейской ГЭС.

В случаях, когда снижение выдаваемой мощности Артёмовской ТЭЦ и Владивостокской ТЭЦ – 2 до нуля не позволяло достигнуть предела по условию статической устойчивости, производилось равномерное увеличение потребления мощности в узлах сети 110 – 220 кВ, расположенных по одну сторону с вышеназванными электростанциями относительно сечения «АЛАР» [14].

В таблице 3 приведены значения амплитуды нерегулярных колебаний, использованные для расчёта допустимых перетоков мощности по сечениям. При выполнении данного этапа работы проведён анализ эффективности применения следующих решений:

- Установка БСК мощностью 150 Мвар на ПС Владивосток;
- Установка УПК 50% на ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Чугуевка.

Таблица 3 – Величина амплитуды нерегулярных колебаний в характерных режимах 2019 года

Режим	Сечение	Амплитуда нерегулярных колебаний, МВт
Зимний максимум	Прим. ГРЭС – Юг Примоского края	59
	АЛАР	48
Зимний минимум	Прим. ГРЭС – Юг Примоского края	52
	АЛАР	42
Летний максимум	Прим. ГРЭС – Юг Примоского края	48
	АЛАР	39
Летний минимум	Прим. ГРЭС – Юг Примоского края	39
	АЛАР	32

Таблица 4 – Результаты расчетов статической устойчивости по сечению «Приморская ГРЭС – ЮГ Приморского края» в режиме зимнего максимума нормальная схема. КУ не установлены

Длительно допустимый переток в нормальной схеме по критерию статической устойчивости		Линия, аварийно отключенная	Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию статической устойчивости		
Рпредст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт		Рпредст, МВт	Рдопст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт
2321	1835	ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Дальневосточная	1735	1504	1464
		ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Чугуевка - 2	1770	1594	1498
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Губерово/т и ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Лесозаводск	2245	1972	1899
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Губерово/т	2199	2042	1999
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Лесозаводск	2186	1968	1966
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - НПС - 38	2197	2017	1987

Таблица 5 – Результаты расчетов статической устойчивости по сечению «Приморская ГРЭС – ЮГ Приморского края» в режиме зимнего максимума нормальная схема. КУ установлены

Длительно допустимый переток в нормальной схеме по критерию статической устойчивости		Линия, аварийно отключенная	Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию статической устойчивости		
Рпредст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт		Рпредст, МВт	Рдопст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт
2204	1678	ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Дальневосточная	1715	1484	1423
		ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Чугуевка - 2	1680	1534	1468
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Губерово/т и ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Лесозаводск	2005	1912	1844
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Губерово/т	2099	1942	1907
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Лесозаводск	2146	1901	1897
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - НПС - 38	2117	1987	1945

Таблица 6 – Результаты расчетов статической устойчивости по сечению «АЛАР» в режиме зимнего максимума нормальная схема. КУ не установлены

Длительно допустимый переток в нормальной схеме по критерию статической устойчивости		Линия, аварийно отключенная	Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию статической устойчивости		
Рпредст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт		Рпредст, МВт	Рдопст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт
1246	1147	ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Кировка	1300	1216	1122
		ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Спасск	1290	1145	1064
		ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Скрытая	1221	1097	1025

Таблица 7– Результаты расчетов устойчивости по сечению «АЛАР» в режиме зимнего максимума нормальная схема. КУ установлены

Длительно допустимый переток в нормальной схеме по критерию статической устойчивости		Линия, аварийно отключенная	Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию статической устойчивости		
Рпредст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт		Рпредст, МВт	Рдопст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт
1224	1107	ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Кировка	1279	1186	1102
		ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Спасск	1234	1097	1023
		ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Скрытая	1188	1041	1012

Таблица 8 – Результаты расчетов статической устойчивости по сечению «Приморская ГРЭС – ЮГ Приморского края» в режиме зимнего минимума нормальная схема. КУ не установлены

Длительно допустимый переток в нормальной схеме по критерию статической устойчивости		Линия, аварийно отключенная	Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию статической устойчивости		
Рпредст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт		Рпредст, МВт	Рдопст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт
2222	1727	ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Дальневосточная	1685	1541	1323
		ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Чугуевка – 2	1609	1504	1411
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Губерово/т и ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Лесозаводск	2076	1901	1831
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Губерово/т	2162	2002	1942
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Лесозаводск	2106	1931	1893
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – НПС - 38	2132	1934	1902

Таблица 9 – Результаты расчетов статической устойчивости по сечению «Приморская ГРЭС – ЮГ Приморского края» в режиме зимнего минимума нормальная схема. КУ установлены

Длительно допустимый переток в нормальной схеме по критерию статической устойчивости		Линия, аварийно отключенная	Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию статической устойчивости		
Рпредст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт		Рпредст, МВт	Рдопст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт
2164	1623	ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Дальневосточная	1631	1511	1303
		ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Чугуевка - 2	1569	1484	1341
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Губерово/т и ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Лесозаводск	1966	1732	1791
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Губерово/т	2088	1944	1940
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Лесозаводск	2026	1887	1806
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - НПС - 38	2923	1866	1875

Таблица 10 – Результаты расчетов устойчивости по сечению «АЛАР» в режиме зимнего минимума нормальная схема. КУ не установлены

Длительно допустимый переток в нормальной схеме по критерию статической устойчивости		Линия, аварийно отключенная	Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию статической устойчивости		
Рпредст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт		Рпредст, МВт	Рдопст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт
1164	1045	ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Кировка	1224	1104	1087
		ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Спасск	1210	1112	1084
		ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Скрытая	1199	1097	1088

Таблица 11 – Результаты расчетов устойчивости по сечению «АЛАР» в режиме зимнего минимума нормальная схема. КУ установлены

Длительно допустимый переток в нормальной схеме по критерию статической устойчивости		Линия, аварийно отключенная	Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию статической устойчивости		
Рпредст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт		Рпредст, МВт	Рдопст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт
1122	1003	ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Кировка	1117	1046	1066
		ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Спасск	1110	1042	1043
		ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Скрытая	1155	1023	1011

Таблица 12 – Результаты расчетов статической устойчивости по сечению «Приморская ГРЭС – ЮГ Приморского края» в режиме летнего максимума нормальная схема. КУ не установлены

Длительно допустимый переток в нормальной схеме по критерию статической устойчивости		Линия, аварийно отключенная	Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию статической устойчивости		
Рпредст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт		Рпредст, МВт	Рдопст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт
2017	1615	ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Дальневосточная	1564	1401	1221
		ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Чугуевка – 2	1542	1472	1274
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Губерово/т и ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Лесозаводск	1947	1812	1734
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Губерово/т	2076	1964	1921
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Лесозаводск	2024	1874	1823
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – НПС - 38	2016	1888	1832

Таблица 13 – Результаты расчетов статической устойчивости по сечению «Приморская ГРЭС – ЮГ Приморского края» в режиме летнего максимума нормальная схема. КУ установлены

Длительно допустимый переток в нормальной схеме по критерию статической устойчивости		Линия, аварийно отключенная	Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию статической устойчивости		
Рпредст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт		Рпредст, МВт	Рдопст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт
1974	1546	ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Дальневосточная	1467	1384	1187
		ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Чугуевка - 2	1432	1412	1202
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Губерово/т и ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Лесозаводск	1902	1801	1702
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Губерово/т	1932	1823	1824
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Лесозаводск	1984	1765	1723
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - НПС - 38	1934	1870	1766

Таблица 14 – Результаты расчетов устойчивости по сечению «АЛАР» в режиме летнего максимума нормальная схема. КУ не установлены

Длительно допустимый переток в нормальной схеме по критерию статической устойчивости		Линия, аварийно отключенная	Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию статической устойчивости		
Рпредст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт		Рпредст, МВт	Рдопст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт
1083	983	ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Кировка	1105	1001	949
		ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Спасск	1110	1005	950
		ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Скрытая	1116	1023	930

Таблица 15 – Результаты расчетов устойчивости по сечению «АЛАР» в режиме летнего максимума нормальная схема. КУ установлены

Длительно допустимый переток в нормальной схеме по критерию статической устойчивости		Линия, аварийно отключенная	Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию статической устойчивости		
Рпредст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт		Рпредст, МВт	Рдопст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт
1033	973	ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Кировка	1105	1001	981
		ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Спасск	1110	1005	945
		ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Скрытая	1116	983	930

Таблица 16 – Результаты расчетов статической устойчивости по сечению «Приморская ГРЭС – ЮГ Приморского края» в режиме летнего минимума нормальная схема. КУ не установлены

Длительно допустимый переток в нормальной схеме по критерию статической устойчивости		Линия, аварийно отключенная	Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию статической устойчивости		
Рпредст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт		Рпредст, МВт	Рдопст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт
1937	1521	ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Дальневосточная	1367	1184	1087
		ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Чугуевка - 2	1332	1212	1102
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Губерово/т и ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Лесозаводск	1602	1301	1402
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Губерово/т	1732	1523	1424
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Лесозаводск	1484	1365	1323
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - НПС - 38	1634	1570	1466

Таблица 17 – Результаты расчетов статической устойчивости по сечению «Приморская ГРЭС – ЮГ Приморского края» в режиме летнего минимума нормальная схема. КУ установлены

Длительно допустимый переток в нормальной схеме по критерию статической устойчивости		Линия, аварийно отключенная	Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию статической устойчивости		
Рпредст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт		Рпредст, МВт	Рдопст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт
1867	1491	ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС - Дальневосточная	1334	1086	1081
		ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Чугуевка – 2	1232	1112	1002
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Губерово/т и ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Лесозаводск	1402	1101	1202
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – Губерово/т	1532	1323	1224
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС - Лесозаводск	1284	1275	1263
		ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС – НПС - 38	1424	1380	1346

Таблица 18 – Результаты расчетов устойчивости по сечению «АЛАР» в режиме летнего минимума нормальная схема. КУ не установлены

Длительно допустимый переток в нормальной схеме по критерию статической устойчивости		Линия, аварийно отключенная	Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию статической устойчивости		
Рпредст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт		Рпредст, МВт	Рдопст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт
986	935	ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Кировка	1083	965	911
		ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Спасск	1076	966	899
		ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Скрытая	1021	943	897

Таблица 19 – Результаты расчетов устойчивости по сечению «АЛАР» в режиме летнего минимума нормальная схема. КУ установлены

Длительно допустимый переток в нормальной схеме по критерию статической устойчивости		Линия, аварийно отключенная	Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию статической устойчивости		
Рпредст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт		Рпредст, МВт	Рдопст, МВт	Рдопст - ΔРнк, МВт
955	922	ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Кировка	1033	946	909
		ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Спасск	1028	922	888
		ВЛ 220 кВ Лесозаводск – Скрытая	998	901	866

Итоги

Определены величины допустимых по условиям статической устойчивости перетоков активной мощности по контролируемым сечениям «Приморская ГРЭС – Юг Приморского края», «АЛАР» в Приморской энергосистеме.

Расчёты проведены в режимах зимних максимумов и минимумов, и летних максимумов и минимумов, как до установки компенсирующих устройств, так и после.

Таблица 20 – Сечение Приморская ГРЭС – Юг Приморского края

Режим	Сечение "Приморская ГРЭС - Юг Приморского края"		
	допустимый переток по статической устойчивости ($R_{пред} * 0.8 - \Delta P_{нк}$)		
	без КУ	с КУ	Приращение
зимнего максимума	1710	1823	113
зимнего минимума	1413	1675	262
летнего максимума	1211	1445	234
летнего минимума	1108	1320	212

Таблица 21 – Сечение «АЛАР»

Режим	Сечение "АЛАР"		
	допустимый переток по статической устойчивости ($R_{пред} * 0.8 - \Delta R_{нк}$)		
	без КУ	с КУ	Приращение
зимнего максимума	1048	1196	148
зимнего минимума	1000	1180	180
летнего максимума	940	1062	122
летнего минимума	936	1040	104

4 ОЦЕНКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ УСТАНОВКИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В ЮЖНОЙ ЧАСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПРИМОРЬЯ

4.1 Экономическая эффективность проекта

Срок окупаемости инвестиций среднегодовой прибылью. Это критерий, фокусирующий внимание на сроке, в течение которого вложенный капитал может быть возвращен его владельцу. Если этот срок меньше некоторой величины T_H , устраивающей владельца капитала, то инвестиции считаются целесообразными.

Примем срок эксплуатации компенсирующих устройств равным 10 лет. Число часов в году составляет 8760 ч. Доход сетевой компании за год составит:

$$D = 124 \cdot 10^3 \cdot 8760 \cdot 0,82 = 890716800 \text{ руб./год}$$

$$T_{ок} = \sum_{t=0}^{t=T} K_t / ЧП_{cp} \leq T_H \quad (1)$$

$$T_{ок} \frac{\sum K_t}{ЧП_{cp}} = \frac{3 \cdot 10^9}{890716800 - 20\% \cdot (0,04 \cdot 3 \cdot 10^9)} = 3,14$$

$$E = \frac{100}{3,14} = 31\% > 12\%.$$

Значение $E > 0$, следовательно, инвестиции целесообразны.

Следующая формула даёт возможность рассчитать интегральный экономический эффект за срок службы объекта (в том числе бесконечный) при условии, что все инвестиции сосредоточены в начальном периоде.

$$\text{ЧДДП} = -K + \sum_0^T \frac{\text{ЧП}_n}{(1+E)^t}$$

$$\text{ЧДДП} = -3 \cdot 10^9 + \frac{890716800}{(1,12)^0} + \frac{890716800}{(1,12)^1} + \frac{890716800}{(1,12)^2} + \dots + \frac{890716800}{(1,12)^{25}}$$

Из данной формулы видим, что ЧДДП становится >0 уже на 3й год

4.2 Вывод

Установка компенсирующих устройств обеспечит дополнительную прибыль сетевой компании в размере 890 716 800 рублей ежегодно. Окупаемость данного проекта составит 3 года. Из этого можно сделать вывод, что рассматриваемый проект является экономически эффективным.

5 БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУДА

5.1 Электромагнитные поля, воздействие на человека

Электромагнитное поле (ЭМП) – это особая форма материи, посредством которой осуществляется взаимодействие между заряженными частицами. Переменное ЭМП представляет собой совокупность магнитного и электрического полей. Электрическое поле возникает при наличии напряжения на токоведущих частях, а магнитное – при прохождении тока по этим частям.

Область распространения электромагнитных волн от источника излучения условно разделяют на три зоны: ближнюю, промежуточную и дальнюю.

Ближней и промежуточной зонах электромагнитная волна еще не сформирована, поэтому интенсивность ЭМП в этих зонах оценивается отдельно напряженностью электрической E (В/м) и магнитной H (А/м) составляющих поля.

Персонал, обслуживающий высоковольтные электроэнергетические установки, находятся в ближней зоне и подвергается воздействию электромагнитных полей, причем основное воздействие оказывает электрическая составляющая поля.

Воздействие ЭМП на человека состоит в следующем: в электрическом поле атомы и молекулы, из которых состоит тело человека, поляризуются. Полярные молекулы ориентируются по направлению распространения ЭМП, появляются ионные токи.

Длительное воздействие ЭМП низкой частоты небольшой интенсивности приводит к различным нервным и сердечно-сосудистым расстройствам (головной боли, утомляемости, нарушению сна, боли в области сердца и т.п.).

При текущем санитарном контроле (не реже одного раза в год), а также в случае приемки источников ЭМП или изменения их конструкции и

режимов работы, производится измерение параметров электромагнитного поля на рабочих местах. Измеренные значения сравниваются с нормативными по ГОСТ 12.1.002-84 и, если они не соответствуют, то применяются меры защиты.

5.2 Источники ЭМП промышленной частоты

Источники электромагнитных излучений промышленной частоты. ЭМП в диапазоне частот от 0 до 3000 Гц условно называют электромагнитными полями промышленной частоты. Источники электромагнитных излучений промышленной частоты – это в первую очередь системы передачи и распределения электроэнергии (электростанции, трансформаторные подстанции, линии электропередачи, электросети административных зданий и др.), а также электрооборудование (электродвигатели, контроллеры, щиты и др.) и электропроводка производственного оборудования.

Мощными источниками излучения электромагнитной энергии являются провода высоковольтных линий электропередач (ЛЭП) промышленной частоты 50 Гц. Напряженность ЭМП непосредственно над проводами и в определенной зоне вдоль трассы ЛЭП может значительно превышать ПДУ электромагнитной безопасности населения.

На объектах железнодорожного транспорта источники электромагнитного поля – это системы электроснабжения электрифицированных железнодорожных линий, силовые трансформаторные подстанции, транспорт на электроприводе, системы и линии электропередач депо, грузовых районов станций, пунктов обработки вагонов и ремонтных производств, электросети административных зданий. К примеру, электротранспорт является весьма мощным источником магнитных полей промышленной частоты.

В производственных помещениях с большим количеством различного электрооборудования всегда имеется большое количество электропроводки, находящейся под постоянным напряжением. При этом она не всегда

экранирована. Наличие железосодержащих конструкций и коммуникаций в зданиях создает эффект «экранированного помещения», что усиливает электромагнитный фон, не позволяя ему рассеиваться.

Воздействие ЭМП промышленной частоты на организм человека. Эффект взаимодействия тканей тела человека с электромагнитным полем зависит от поглощенной тканями за определенное время энергии поля, т.е. дозы облучения. В основе взаимодействия лежит эффект преобразования энергии поля внутри организма в тепло. Воздействие ЭМИ особенно вредно для тканей с недостаточным кровообращением (глаза, мозг, почки, желудок, желчный пузырь и мочевой пузырь).

В условиях постоянного воздействия на рабочем месте ЭМП промышленных частот, превышающих предельно допустимые уровни, у работников могут наблюдаться: нарушения функций иммунной, сердечнососудистой и дыхательной систем, пищеварительного тракта, изменения в крови. Возможны последствия на генетическом уровне. При местном воздействии ЭМП (прежде всего на руки) проявляются ощущение зуда, бледность, синюшность, отечность, уплотнение, а иногда ороговение кожных покровов.

Источники ЭМП радиочастотного диапазона. Источниками ЭМП радиочастотного диапазона в производственных процессах являются промышленные установки, предназначенные для:

- индукционного нагрева металлов под закалку;
- нанесения твердых покрытий на режущий инструмент;
- плавки металлов и полупроводников,
- выращивания полупроводниковых кристаллов,
- сварки синтетических материалов,
- прессовки синтетических порошков,
- дефектоскопии.

В радиоаппаратуре к сильным источникам ЭМИ и ЭМП в первую очередь относятся антенны, компьютеры и другая оргтехника, мобильные

радиотелефоны; в медицине – приборы ультразвуковой диагностики, рентгеновские аппараты и др.

Большую часть неионизирующих электромагнитных излучений очень широкого диапазона длин волн (от 10 км до 1 мм) и частот (от 0,003 до 300 ГГц) составляют электромагнитные поля радиочастотного диапазона (РМП РЧ), или радиоволны. Свойство электромагнитных волн распространяться в пространстве и различных средах широко используют в радиосвязи, телевидении, радиолокации, а свойство отражаться от границы разных сред нашло применение в дефектоскопии для выявления внутренних пороков в структуре металла. Например, свойство ЭМП отражаться от границы разных сред широко используют на железнодорожном транспорте в рельсовых дефектоскопах, с помощью которых производят диагностику состояния рельсового пути, выявляют дефекты, возникшие внутри рельсов в процессе эксплуатации (трещины, изломы, изменения в структуре металла и др.). От диагностики состояния рельсового пути напрямую зависит безопасность движения поездов.

Действие ЭМП радиочастотного диапазона на ткани тела человека может выражаться как в тепловом воздействии, так и в нетепловом. В результате теплового воздействия повышается температура тела или отдельных его органов. Может возникнуть местный перегрев ткани или неравномерный нагрев на границе раздела разных тканей. Перегреву подвержены органы с плохой терморегуляцией (хрусталик глаза, желчный пузырь, кишечник, семенники). Нетепловое воздействие связано с переходом энергии поля в резонансное состояние молекул каких-либо органов тела человека или с возникновением в них фотохимических реакций.

Чем меньше длина волны, больше частота и интенсивность излучения, тем выше биологическая активность ЭМП. Влияние на организм зависит не только от физических параметров, но и от продолжительности воздействия ЭМП, а также размеров облучаемой поверхности.

С широким распространением сотовой связи возникла проблема воздействия на человека ЭМП, создаваемых антеннами мобильных радиотелефонов. Несмотря на то, что для обеспечения безопасности длительного пользования мобильной связью постоянно ведутся работы по усовершенствованию конструкции антенн радиотелефонов, проблема продолжает существовать. Длительное пользование сотовым телефоном может оказывать негативное воздействие на центральную нервную систему (головной мозг), зрительный анализатор (особенно хрусталики глаз), внутреннее и среднее ухо, щитовидную железу, кожу лица и ушной раковины.

При работе с компьютерами также возможны заболевания кожи лица и зрительных органов. При длительной систематической работе с видеодисплейными терминалами может развиваться близорукость, онемение конечностей и кожи лица.

Защита от действий ЭМП РЧ. Организационные меры защиты:
выбор рациональных режимов работы оборудования;
обеспечение персонала объектов, имеющих источники ЭМИ (в том числе пользователей компьютерной техникой), средствами индивидуальной защиты;
рациональное размещение оборудования;
обозначение и ограждение зон с повышенным уровнем ЭМИ РЧ.

Наиболее простым и доступным методом защиты является защитарасстоянием. Дистанцирование (наибольшее возможное удаление) – одна из существенных мер защиты от действия на человека ЭМИ, поскольку плотность магнитного потока уменьшается обратно пропорционально квадрату расстояния от излучающей системы. Так, при разработке конструкций магнитных дефектоскопов предусмотрено удаление обслуживающего персонала на значительное расстояние от зоны непосредственного влияния электромагнитного поля (от 5 до 11 м), а размещение антенны сотовых телефонов конструктивно предусматривается

на стороне, удаленной от головы. При этом рекомендуется соблюдать возможно больший зазор между ухом и трубкой. Все это также относится к защите расстоянием.

В тех случаях, когда уровни ЭМИ РЧ на рабочих местах внутри экранированного помещения превышают ПДУ, персонал необходимо выводить за пределы камеры. Это также защита расстоянием.

Следующей по значимости мерой является ограничение времени (защита временем) нахождения в зоне воздействия ЭМИ РЧ или длительности пользования переносными и передвижными устройствами, имеющими источники ЭМИ. Например, рекомендуется по возможности ограничивать время пользования мобильным радиотелефоном.

Технические меры защиты:

усовершенствование конструкций оборудования (например, применение многовитковых катушек в корпусе приборов или сотовых телефонов, создающих защитное поле);

использование средств, ограничивающих поступление электромагнитной энергии на рабочие места. Это разработка и применение экранов (отражателей), ограждающих источники излучения, поглотителей мощности; экраны могут быть выполнены в виде металлических листов, сеток, сотовых конструкций (рис. 3.9), замкнутых камер, шкафов или кожухов;

применение источников излучения минимально необходимой мощности;

применение специальных тканей для спецодежды, очки, щитки, шлемы, специальная защитная одежда (уменьшает воздействие ЭМИ примерно в 10 раз).

Если защитная одежда изготовлена из материала, имеющего в своей структуре металлический проводник, то она может использоваться только в условиях, исключающих прикосновение к открытым токоведущим частям установок.

А систематическим пользователям мобильной связи рекомендуется по возможности использовать радиотелефон в неэкранированных помещениях, лучше на открытых площадках.

Лечебно-профилактические меры безопасности осуществляются в целях предупреждения, ранней диагностики и лечения нарушений состояния здоровья работника, связанных с воздействием ЭМИ РЧ. Они включают предварительные (при поступлении на работу) и периодические медицинские осмотры.

К излучениям оптического диапазона относятся:

излучения видимой области спектра (человек имеет к ним наибольшую чувствительность);

ультрафиолетовые (УФ) излучения;

излучения инфракрасного (ИК) спектра;

лазерные излучения (ЛИ).

Излучения видимой области спектра. Видимое (световое) излучение – это электромагнитные колебания с длиной волны 0,78 – 0,4 мкм.

Источником видимого светового излучения, широко распространенным на железнодорожном транспорте, является электродуговая сварка, применяемая при ремонте подвижного состава. Она дает световой поток большой энергии с присутствием УФ спектра излучения.

При высоких уровнях энергии это излучение может представлять опасность для глаз и кожи. Световой импульс большой энергии приводит к временному ослеплению или ожогам сетчатки глаз. Пульсации яркого света ухудшают зрение, вызывают сужение полей зрения, снижают работоспособность, оказывают негативное влияние на центральную нервную систему. При остром повреждении кожи световым импульсом большой энергии наблюдаются ожоги открытых участков тела, резкое расширение капилляров, усиление пигментации кожи.

Защита от действий видимого светового излучения. К средствам защиты от действия видимого светового излучения относятся в первую

очередь индивидуальные средства: защитные очки, щитки, шлемы, защитная одежда (комбинезоны, халаты и т.д.).

Электромагнитные излучения инфракрасного диапазона (ЭМИ ИК). Тепловое, или инфракрасное, излучение представляет собой часть электромагнитных излучений с длиной волны от 0,780 до 1000 мкм, энергия которых при поглощении веществом вызывает тепловой эффект. В производственных помещениях гигиеническое значение имеет более узкий диапазон от 0,78 до 70 мкм.

Источниками ИК-излучений являются нагретые до высокой температуры плавильные печи, расплавленный металл, газосветные лампы, ртутные выпрямители и другое производственное оборудование.

Воздействие на человека. Тепловое излучение поглощается тканями человеческого тела, вызывая их нагревание. Интенсивное и длительное тепловое облучение может привести к ожогам, перегреву тела, нарушению деятельности сердечнососудистой и нервной систем, заболеванию глаз. К острым нарушениям органа зрения относится ожог и помутнение роговицы и хрусталика.

Наиболее биологически активно коротковолновое ИК-излучение. Оно способно глубоко проникать в ткани организма, интенсивно поглощаться водой, содержащейся в тканях, приводить к ожогам и перегреву тела.

Кроме органов зрения, наиболее поражаемым у человека является кожный покров. При остром повреждении кожи возможны ожоги, резкое расширение капилляров, усиление пигментации кожи, при хроническом облучении изменение пигментации может быть стойким, может появиться красный цвет лица у рабочих (стеклодувов, сталеваров и др.).

Излучение ИК-диапазона может приводить к нарушению обменных процессов, особенно к изменениям в сердечной мышце с развитием атеросклероза.

Защита от воздействия ИК-излучения. При интенсивности теплового излучения свыше нормативной предусматриваются технические меры

защиты – теплоизоляция, экранирование (теплоотражающие и теплопоглощающие экраны), воздушное душирование, вентиляция; организационные меры защиты – применение защитной одежды, установление специальных режимов труда и отдыха.

Кожные поражения протекают в виде острых воспалительных процессов, иногда с отеками и образованием пузырей. Хронические (постоянные) изменения кожных покровов могут вызвать развитие злокачественных новообразований. Кожные поражения могут сопровождаться повышением температуры, ознобом, головными болями.

В то же время малые дозы УФИ оказывают благоприятное стимулирующее действие на организм. Повышаются тонус, активность ферментов и уровень иммунитета, увеличивается секреция ряда гормонов. Нормализуется артериальное давление, снижается уровень холестерина в крови, нормализуются все виды обмена и как следствие увеличивается работоспособность. УФИ обладает выраженным бактерицидным (обеззараживающим) действием.

Защита от УФИ. Мерами защиты от повышенной инсоляции (облучения УФ лучами) являются защитные экраны различных типов.

Они представляют собой разнообразные преграды, загораживающие, рассеивающие или отводящие излучения.

Средствами индивидуальной защиты глаз и кожи являются специальные очки со стеклами, содержащими оксид свинца, но даже обычные стекла пропускают не все УФИ. При электросварочных работах обязательно применение светозащитных щитков. Для защиты кожи служит специальная одежда, которая изготавливается из поплина и имеет длинные рукава и капюшон, а также защитные кремы.

Средством защиты служит регламентированное время нахождения человека в зоне действия УФ излучения (экспозиция).

Для профилактики отравлений оксидами азота и озоном, сопутствующих УФИ, помещения должны быть оборудованы местной или

общеобменной вентиляцией, а при производстве сварочных работ в замкнутых объемах подают свежий воздух непосредственно под щиток или шлем работника.

Лазерное излучение. Лазерное излучение (ЛИ) представляет собой особый вид ЭМИ оптического диапазона с длиной волны 0,1 – 1000 мкм. Отличие лазерного излучения от других видов ЭМИ заключается в том, что источник излучения испускает электромагнитные волны строго в одной фазе, одной длины волны и с острой направленностью луча.

Основным источником ЛИ является лазер (оптический квантовый генератор).

На объектах железнодорожного транспорта внедряются лазерные установки для высокоточной механической обработки поверхностей из тугоплавких материалов и материалов высокой твердости, для их сверления, точной сварки. В электронных платах приборов автоматики и устройствах СЦБ с помощью лазеров прошивают высокоточные отверстия диаметром в сотые доли толщины человеческого волоса.

В медицине с помощью лазеров проводят операции на глазах, сосудах, нервных волокнах.

Воздействие ЛИ на организм человека. Лазерное излучение действует избирательно на различные органы. Негативный эффект воздействия ЛИ на ткани организма усиливается при неоднократных воздействиях и при комбинациях с другими негативными производственными факторами.

Результатом локального (местного) воздействия могут быть ожоги разной степени тяжести (от легкого покраснения до поверхностного обугливания), особенно на пигментированных участках (родимые пятна, места с сильным загаром).

ЛИ способно проникать через ткани тела на значительную глубину. При фокусировке луча внутри организма возможно поражение внутренних органов даже на значительном удалении от поверхности тела.

При непрерывном режиме воздействия ЛИ преобладают в основном тепловые эффекты, следствием которых являются свертывания белка, а при больших мощностях – испарение биоткани.

Наиболее чувствительным к ЛИ органом является глаз. Расстройства могут быть от небольших нарушений до полной потери зрения. Роговица и хрусталик повреждаются и теряют прозрачность. Нагрев хрусталика приводит к образованию катаракты (помутнения). При повреждении сетчатки происходит необратимое нарушение зрения.

Общее воздействие ЛИ может привести к функциональным нарушениям нервной, сердечнососудистой систем, желез внутренней секреции, артериального давления, увеличению утомляемости, снижению работоспособности. Опасность представляет не только прямое, но и отраженное и рассеянное ЛИ.

При работе лазерных установок появляются сопутствующие негативные факторы (высокое напряжение, шум, аэрозоли и химические вещества в зоне действия луча). На фоне постоянного шума от лазерной установки возникают еще и звуковые импульсы с высоким уровнем интенсивности. Например, при обработке поверхности детали они возникают тогда, когда световая энергия переходит в механическую.

Защита от лазерного излучения. В целях исключения облучения работающих с лазерами применяется ограждение зоны действия ЛИ либо экранирование пучка излучения. Лазеры, представляющие повышенную опасность, размещаются в изолированных помещениях и снабжаются дистанционным управлением.

К индивидуальным средствам защиты при работе с лазерами относятся специальные очки, щитки, маски, обеспечивающие снижение облучения глаз до безопасного уровня. Работающие с лазерами подлежат предварительным и периодическим (один раз в год) медицинским осмотрам с участием терапевта, невропатолога, окулиста.

Источниками ЭМП промышленной частоты (50 Гц) являются линии электропередач (ЛЭП) напряжением выше 330 кВ, высоковольтные открытые распределительные устройства (коммутационные аппараты, устройства защиты автоматики, измерительные приборы, соединительные шины). Опасной зоной воздействия ЛЭП 500 кВ является пространство на расстоянии до 20 м от ближайших проводов, а у ЛЭП 750 кВ – до 30 м.

5.3 Нормирование электрических полей промышленной частоты

Критерием безопасности для человека, находящегося в электрическом поле промышленной частоты 50 Гц, принята напряженность этого поля. Нормы установлены ГОСТ 12.1.002-84.

Пребывание в ЭП напряженностью до 5 кВ/м включительно допускается в течение рабочего дня.

При напряженности ЭП свыше 5 до 20 кВ/м включительно нормируется время пребывания людей в электрическом поле. Допустимое время T вычисляется по формуле:

$$T = \frac{50}{E} - 2 \quad (2)$$

где T – допустимое время пребывания в ЭП при соответствующем уровне напряженности, ч; E – напряженность ЭП в контролируемой зоне, кВ/м.

При напряженности ЭП свыше 20 до 25 кВ/м время пребывания персонала в ЭП не должна превышать 10 мин.

Предельно допустимый уровень напряженности воздействующего ЭП устанавливается равным 25 кВ/м. Даже кратковременное пребывание в ЭП напряженностью более 25 кВ/м без применения средств защиты не допускается.

Допустимое время пребывания в ЭП может быть реализовано одновременно или дробно в течение рабочего дня. В остальное рабочее время напряженность ЭП не должна превышать 5 кВ/м.

При нахождении персонала в течение рабочего дня в зонах с различной напряженностью ЭП время пребывания вычисляется по формуле:

$$T_{\text{пр}} = 8 \left(\frac{t_{E1}}{T_{E1}} + \frac{t_{E2}}{T_{E2}} + \dots + \frac{t_{En}}{T_{En}} \right) \quad (3)$$

где $T_{\text{пр}}$ - приведенное время, эквивалентное по биологическому эффекту пребыванию в ЭП нижней границы нормируемой напряженности, ч;

$t_{E1} \dots t_{En}$ - время пребывания в контролируемых зонах с напряженностью $E1 \dots E_n$;

$T_{E1} \dots T_{En}$ - допустимое время пребывания в ЭП для соответствующих контролируемых зон, ч.

Приведенное время не должно превышать 8 ч.

5.4 Меры защиты от воздействия полей

Основным способом защиты от электромагнитных излучений является расстояние, а также сооружение различных экранов. Плотность и мощность потока излучения уменьшается по мере удаления от источника по экспоненциальному закону. Величину, обратную коэффициенту затухания, называют глубиной проникновения поля в поглощающую среду. Глубина проникновения зависит от свойств проводящей среды и от угловой частоты. Размеры охранных земель вдоль ЛЭП определяются в зависимости от напряжения (таблица 5.22). Снижение уровня напряженности ЭМП достигается также путем выбора геометрических параметров ЛЭП, применения заземленных тросов, расположение под линиями высоких более низких напряжений. Рассматриваются варианты замены воздушных линий кабельными, что обеспечит практически полную безопасность, однако выполнение этого мероприятия задерживается из-за большой стоимости, так как подземная прокладка высоковольтных линий дороже воздушных в 10 раз.

Защитные мероприятия по охране жизненно важных объектов от влияния электромагнитных полей (ЭМП) включают в себя устройство

различных экранов – зеленых насаждений, конструктивных элементов, зданий и специально построенных сооружений.

Таблица 22 – Размеры охранных зон вдоль ЛЭП

Напряжение ЛЭП, кВ	Минимально допустимое расстояние от зданий, м	Ширина охранной зоны, м	Ширина зоны поля, м	
			$E = 0,1 \text{ кВ/м}$	$E = 1 \text{ кВ/м}$
35	3	15	–	–
110	4	20	10	8
220	5	25	20	11
330	6	30	25	17
500	10	30	45	23

Инженерно-технические мероприятия по защите работающих от воздействия ЭМИ РЧ включают: рациональное размещение оборудования; ограничение поступления энергии ЭМИ на рабочие места за счет экранирования; индивидуальную защиту персонала (защитные очки, щитки, шлемы, комбинезоны).

Защита работников от воздействия электромагнитных полей промышленных частот. Защита работников осуществляется путем:

- Ограничения места и времени нахождения персонала в зоне воздействия ЭМИ (защита расстоянием и временем);
- Использования средств индивидуальной защиты;
- Использования технических средств, ограничивающих поступление электромагнитной энергии на рабочие места (экранов, отражателей, ограждений);
- Применения источников ЭМИ с минимально необходимой мощностью;
- Выбора рациональных режимов работы оборудования;
- Применения средств обозначений зон с повышенным уровнем ЭМИ.

Основной принцип защиты здоровья людей от электромагнитного поля ЛЭП заключается в определении и соблюдении границ санитарно-защитных зон.

В защитной зоне запрещается размещать жилые здания и сооружения, устраивать детские площадки и остановки всех видов транспорта.

В помещениях защиту здоровья работников от воздействия ЭМП следует осуществлять:

- Соблюдением безопасных расстояний от электросетей;
- Неразмещением электрооборудования и приборов в углах помещений зданий с железобетонными конструкциями;
- Заземлением электрооборудования, приборов;
- Использованием оборудования с меньшими уровнями энергопотребления;
- Размещением наиболее опасного оборудования на расстоянии не менее 1,5 м от мест продолжительного пребывания человека;
- Использованием (по возможности) оборудования с автоматическим управлением, позволяющим не находиться рядом с ним во время работы.

Кроме того, работникам следует рекомендовать:

- Не находиться рядом с длинным проводом под напряжением;
- Не включать одновременно большое количество приборов;
- Не оставлять без необходимости включенными в сеть электрооборудование и приборы.

Используемые экраны могут быть выполнены в виде металлических листов, решеток, камер, кожухов.

Источниками электростатических электромагнитных полей являются экраны мониторов, телевизоров, осциллографов.

Воздействие на человека. На организм человека воздействует слабый (несколько микроампер) ток, протекающий через тело человека и создающий электростатическое поле.

К электростатическим полям наиболее чувствительны центральная нервная система, сердечнососудистая система, анализаторы. Для работающих в зоне действия электростатических электромагнитных полей характерны раздражительность, головные боли, нарушение сна, неустойчивость пульса и артериального давления.

В помещениях простым и эффективным средством защиты от электростатических полей служит увлажнение. Установлено что при относительной влажности выше 70 % накопления электростатических зарядов на поверхностях, а следовательно, и возникновение поля, не происходит. Для защиты от электростатических полей следует систематически проводить влажную уборку помещений.

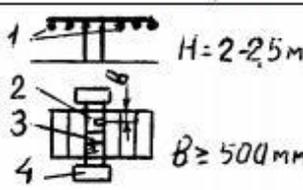
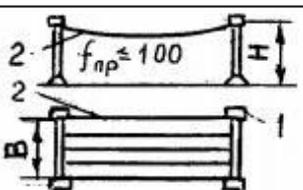
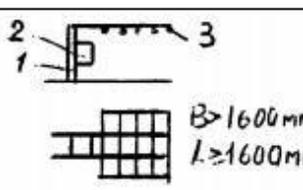
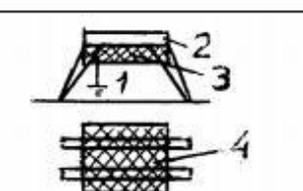
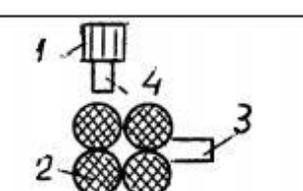
Особую группу составляют источники ЭМИ военного характера, которые специально генерируют ЭМИ для вывода из строя объектов инфраструктуры и поражения живой силы противника и населения. К ним относятся различные виды радиочастотного электромагнитного оружия, и в первую очередь – лазерное оружие.

При возникновении военных действий могут в первую очередь подвергаться воздействию мощного ЭМИ военного характера объекты так называемых «критических инфраструктур». От нормального функционирования этих структур зависят в основном национальная безопасность и жизнедеятельность государства. Это правительственная связь, телекоммуникации, системы энергоснабжения, водоснабжения, управления, транспортные системы, системы противоракетной обороны. Большинство объектов этих систем хранят и передают информацию с использованием электромагнитных полей. При воздействии электромагнитного потока высокой интенсивности происходит уничтожение всей информации, которой располагает объект, либо нарушение системы связи между объектами.

К средствам защиты человека от ЭМП военного характера можно отнести специальную одежду, уменьшающую воздействие ЭМИ о в 12 раз.

Для защиты от электрических полей промышленной частоты необходимо увеличить высоту подвеса фазных проводов ЛЭП. Для защиты работающих на открытых распределительных устройствах (ОРУ) и воздушных линиях электропередачи напряжением 330 – 750 кВ от электрических полей промышленной частоты используются экраны по ГОСТ12.4.154-85.

Таблица 23 – Экранирующие устройства для защиты работающих на открытых распределительных устройствах и воздушных линиях электропередачи напряжением 330 – 750 кВ

Обозначение	Зона экранирования	Схемы, основные параметры
ЭР Экран навес у разъединителя	Рабочие места у приводов разъединителей типа РНДЗ-330, РНДЗ-500	 <p>1 - портал; 2 - привод ПРН; 3 - привод ПДН; 4 - рама</p> <p>$H = 2 - 2,5 \text{ м}$ $B \geq 500 \text{ мм}$</p>
ЭД Экран-навес над пешеход. дорожками	Участки маршрута обхода	 <p>1 - конструкция; 2 - канат; H = 2,8 - 3 м, B = 2 м</p> <p>$f_{np} \approx 100$</p>
ЭК Экран-козырек у шкафов	Рабочие места у приводов и отдельно стоящих шкафов различного назначения	 <p>1 - стойка; 2 - привод; 3 - решетка; H = 2,3 - 2,5 м</p> <p>$B > 1600 \text{ мм}$ $L > 1600 \text{ мм}$</p>
ЭП Экран переносной (без подъема)	Рабочие места, находящиеся вне зоны действия экранов	 <p>1 - заземл. пр. 2 - рама; 3 - навес. бок. 4 - навес гор.</p>
ЭС Экран съемный для люлек подъемн.	То же, при обслуживании оборудования с применением подъемников	 <p>1 - экран осн. ; 2 - экран доп. ; 3 - стрела; 4 - люлька</p>

Для защиты населения от воздействия ЭМП радиотехнических объектов устанавливаются санитарно-защитные зоны. Внешняя граница зоны определяется на высоте до 2 м от поверхности земли по нормируемым ПДУ. Ослабление воздействия ЭМП на окружающую среду производится строительными конструкциями. Материалы стен и перекрытий зданий в разной степени поглощают и отражают электромагнитные волны. Например, масляная краска обладает свойствами отражать до 30% электромагнитной энергии. Напряженность электрического поля в зданиях, имеющих металлическую кровлю в районе ЛЭП напряжением 330 – 500 кВ, может быть снижена установкой заземленной металлической сетки на крышах этих зданий. Заземление проводят на металлических кровлях и других металлических объектах (трубопроводы, кабели и т.п.) не менее, чем в двух точках.

Экран выполняются в виде стальных канатов, металлических решеток или сеток, закрепленных на раме из уголковой стали. Диаметр канатов и прутков должен быть не менее 6 мм, расстояние между канатами должно составлять 500 мм, ячейки сетки экранов должны быть не более 50x50 мм.

Экраны должны быть заземлены путем присоединения к заземляющему устройству или заземленному объекту. В качестве индивидуальных средств защиты от воздействия электрических полей промышленной частоты открытых распределительных устройств (ОРУ) и воздушных линий электропередачи применяются индивидуальные экранирующие комплекты Эп-1, Эп-2, Эп-3 и Эп-4 (спецодежда, спецобувь, средства защиты рук, лица).

Разработка организационных и технических мероприятий по снижению влияния опасностей и вредных производственных факторов

По вышеперечисленным пунктам, для уменьшения опасных факторов, воздействующих на персонал, предусматривают ряд защитных мероприятий.

Для защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям применяют ограждения и блокировки. Ограждения устанавливают для того,

чтобы предотвратить попадания работающего персонала в опасную зону. Обычно оградительные устройства применяют в сочетании с сигнализацией и блокировками безопасности. Блокировка представляет собой устройство, которое допускает определенный порядок включений (отключений) механизма, исключая тем самым возможность попадания человека в опасную зону. Ограждающие устройства служат для ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. К таким средствам относятся переносные ограждения, а также взаимные переносные заземления и закорачивающие провода.

При повреждении изоляции токоведущих частей на корпусе оборудования возникает напряжение. Снизить ток через тело человека до безопасного значения при прикосновении позволяет защитное заземление. Защитным заземлением называется преднамеренное электрическое соединение с землей металлических не токопроводящих частей, которые могут оказаться под напряжением.

Защитному заземлению подлежит оборудование: в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных, а также в наружных установках заземление является обязательным при номинальном напряжении электроустановки выше 42 В переменного тока и 110 В постоянного тока; в помещениях без повышенной опасности заземление является обязательным при напряжении 380 В и выше переменного тока и 440 В и выше постоянного тока; во взрывоопасных помещениях заземление выполняется независимо от значения напряжения.

Для устранения загрязнения и недостаточного притока свежего воздуха применяется искусственная (механическая) вентиляция и кондиционирование помещения. Механическая вентиляция бывает приточной и вытяжной, и приточно-вытяжной. Приточная вентиляция предназначена для организованной подачи чистого воздуха в помещение, а вытяжная для удаления из него загрязненного воздуха. Системы вентиляции

состоит из вентиляторов, воздухозаборных и воздухораспределительных устройств.

Кондиционирование заключается в создании в закрытых помещениях независимо от наружных условий постоянных или регулируемых по определенной программе чистоты и скорости перемещения воздуха.

Кондиционирование позволяет обеспечить большую подвижность воздуха в помещениях, повысить чистоту воздуха, а также улучшить другие параметры воздушной среды, отвечающие санитарно-гигиеническим требованиям.

Показатели, характеризующие микроклимат в производственном помещении:

- Температура воздуха;
- Температура поверхностей;
- Относительная влажность воздуха;
- Скорость движения воздуха;
- Интенсивность теплового облучения.

Для устранения недостаточного освещения помещения подстанции улучшают общее освещение, предназначенное для создания равномерного освещения во всем помещении (СНиП 23.05-95). Для улучшения условий труда общее освещение применяется совместно с местным освещением рабочего места. Для поддержания необходимой освещенности помещений предусматривается обязательная очистка окон и световых фонарей от 3 до 4-х раз в месяц (СНиП II- 4-79). Кроме того, следует систематически очищать стены и окрашивать их в светлые тона.

На подстанциях и линиях электропередач решены вопросы и пожаробезопасности (СНиП 21-01-97). Для этого предусмотрены проходы, установленной ширины в помещении подстанции, а также огнетушители (воздушно-пенные жидкостные – ОВЛ – 5) и пожарные ручные инструменты.

На территории подстанции устраивается 3 – 4 молниеотвода для защиты персонала, выполняющего работы по обслуживанию устройств, находящихся на территории подстанции (ГОСТ 12.1.005-88).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью магистерской диссертацией являлся анализ эффекта от установки компенсирующих в южной части Приморской энергосистемы на статическую устойчивость в контролируемых сечениях «Приморская ГРЭС – юг Приморского края», «АЛАР». Производились расчеты статической устойчивости по контролируемым сечениям согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, а также стандарту АО «СО ЕЭС», регламентирующему правила расчётов статической устойчивости в контролируемых сечениях, для различных режимов.

По результатам расчетов статической устойчивости были определены пределы по статической устойчивости, определены объёмы разгрузки контролируемых сечений при различных аварийных возмущениях.

На основании полученных результатов были получены максимальные потоки активной мощности по критерию статической устойчивости до установки БСК мощностью 150 Мвар на ПС Владивосток и УПК 50% на ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Чугуевка и после их установки.

Затраты на установку компенсирующих устройств, повышающих пропускную способность линий составили 2500000 тыс. руб. Увеличение максимально допустимого перетока активной мощности по условию статической устойчивости составляет в среднем 124 МВт. Чистый дисконтированный доход сетевой компании составил 890 716 800 руб./год, а окупаемость проекта составила 3 года, следовательно, проект является экономически эффективным.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Стандарт АО «СО ЕЭС» «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования» Москва 2011, введён 19.04.2011 (обозначение стандарта: СТО 59012820.29.240.001-2011);
2. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №277;
3. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №281;
4. Беркович, М.Я., Гладышев, В.А., Семенов, В.А. Автоматика энергосистем, второе издание, — М.: Энергоиздат, — 1981.
5. Галанов, В.И., Кощев Л.А. Автоматическое противоаварийное управление в электроэнергетических системах, — М.: Энергоатомиздата, — 1992.
6. Рожкова, Л.Д., Козулин, В.С. Электрооборудование станций и подстанций, — М.: Энергия, — 1980.
7. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети, — М.: Энергоатомиздат, — 1989.
8. Беляев, А.Н., Першиков, Г.А., Рындина, И.Е. Смолоник. С.В. Основы переходных процессов в электроэнергетических системах: Конспект лекций. Часть III. — СПб.: СПбГПУ, — 2004.
9. Беляев, А.Н., Першиков, Г.А., Основы переходных процессов в электроэнергетических системах: Конспект лекций. Часть II.
10. Рындина, И.Е., Смолоник, С.В. — СПб.: СПбГПУ, — 2004.
11. Файбисовича. Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. Издание 2-е переработанное и дополненное. М.: — 2006.

12. Кабышев А.В. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий: учебное пособие / А.В. Кабышев; - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012 – 234с.

13. Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие / Н.В. Савина - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2006. -106 с.

14. Шабат, М.А. Защита трансформаторов 10 кВ / М.А. Шабат – М.: Энергоатомиздат, 1989.