

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ АБУ РАЙХАНА БЕРУНИ

АСУ И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И СИСТЕМ

Методическое пособие
к выполнению курсового проекта

ТАШКЕНТ - 2016

УДК 621.311.16

**АСУ и оптимизация режимов электрических станций и систем:
Методическое пособие к выполнению курсового проекта. Сост.:
Сытдыков Р.А., Радионова О.В. – Ташкент: ТашГТУ, 2016. – 60 с.**

Методическое пособие включает краткие теоретические сведения, задания и пример выполнения курсового проекта по курсу «АСУ и оптимизация режимов электрических станций и систем».

Приведенные в методическом пособии задания охватывают комплекс вопросов автоматизированного управления и оптимизации режимов электрических станций и систем, изучаемых в соответствии с программой данного курса.

Данное методическое пособие разработано для студентов направления 5310200 – «Электроэнергетика (производство, передача и распределение энергии)».

Печатается по решению научно-методического совета ТашГТУ

Рецензенты: профессор Абдуллаев Б.А. (ТашГТУ);
к.т.н. Садуллаев Э.Ф. (УП «Узэлектросеть»)

© Ташкентский государственный технический университет, 2016

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ ПО ДИСЦИПЛИНЕ «АСУ И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И СИСТЕМ»

В объем курсового проекта входят:

1. По заданному варианту исходных данных (таблицы П-1, П-2 Приложения 1) (суточному графику активной нагрузки ТЭС, расходным характеристикам и регулировочному диапазону энергоблоков ТЭС, виду топлива):

- 1) Разработать структурную схему и описать компоненты АСУ ТП энергетического блока электростанции;
- 2) Разработать структурную схему АСУ ТП ТЭС, описать принцип ее функционирования;
- 3) Провести оптимизацию распределения заданного суточного графика активной нагрузки между агрегатами ТЭС при заданном составе работающих агрегатов;
- 4) Определить оптимальный состав работающих агрегатов ТЭС при прохождении ночного провала графика нагрузки электростанции.

2. По заданному варианту исходных данных (таблица П-3 Приложения

1) (суточному графику активной нагрузки энергосистемы, расходным характеристикам электростанций (ТЭС и ГЭС), интегральному ограничению по воде для ГЭС):

- 1) Провести оптимизацию распределения суточного графика нагрузки энергосистемы между ТЭС и ГЭС;
- 2) Разработать структурную схему АСУ ТП ГЭС, описать принцип ее функционирования и основные компоненты.

Графическая часть проекта:

Лист 1. Структурные схемы АСУ ТП энергоблока ТЭС и (или) электрической станции.

Лист 2. Графическое решение оптимизации распределения активной нагрузки между энергоблоками ТЭС.

Лист 3. Графическое решение оптимизации распределения суточного графика нагрузки между ТЭС и ГЭС.

КРАТКИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ

Часть 1. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ

1.1. Тепловые и гидроэлектростанции в энергосистеме

Тепловые электрические станции (ТЭС) вырабатывают более 85% электроэнергии в энергосистеме Узбекистана. Это определяет чрезвычайную важность оптимизации режимов работы тепловых электростанций с целью максимального снижения удельного расхода топлива на отпущенную электроэнергию.

Важная роль в повышении эффективности работы электрических станций принадлежит комплексной автоматизации технологических процессов производства электроэнергии. В этом плане все более широкое распространение получают системы централизованного контроля и управления ТЭС с использованием средств компьютерной техники. Использование экономико-математических методов и современных компьютерных средств позволяют создать автоматизированные системы управления мощными энергоблоками и электрическими станциями в целом.

В энергосистеме, работающей в установившемся режиме с постоянным значением частоты, должен быть обеспечен баланс потребляемой и вырабатываемой мощности. Мощность, отдаваемая всеми параллельно работающими электростанциями энергосистемы, должна равняться суммарной нагрузке всех потребителей и потерям мощности в электрической сети.

Поскольку нагрузка в течение суток не остается постоянной, увеличиваясь во время утреннего и вечернего максимума и уменьшаясь в дневной и, особенно, ночной провал графика нагрузки, должна изменяться и мощность, выдаваемая работающими агрегатами: отдельные агрегаты должны при снижении нагрузки разгружаться и останавливаться и пускаться вновь при ее увеличении.

С учетом экономичности отдельных видов оборудования и маневренности агрегатов они размещаются в разных участках графика нагрузки. В нижней части графика располагаются наиболее экономичные и наименее маневренные электростанции, предназначенные для непрерывной работы. К ним относятся атомные электростанции, предназначенные для непрерывной работы, теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), работающие по графику выдачи тепла, наиболее экономичные турбогенераторы большой мощности 300-800 МВт. В нижней части графика работают также в паводковый период гидроэлектростанции (ГЭС), через которые пропускаются большие расходы воды.

Переменная часть графика нагрузки покрывается в первую очередь за счет ГЭС. Степень участия конденсационных электростанций (КЭС) в регулировании графика зависит от конфигурации суточных графиков

нагрузки и структуры генерирующих мощностей объединенных энергосистем (ОЭС).

В полупиковой части графика располагаются обычно менее экономичные тепловые электростанции. Покрытие переменной части суточных графиков нагрузки становится одной из наиболее сложных проблем современной энергетики.

Сравнительно небольшая доля ГЭС (около 15% общей мощности электростанций), отсутствие специальных регулирующих электростанций (ГАЭС, ГТУ) вызывают необходимость широкого участия в регулировании графика нагрузки агрегатов КЭС. Как уже отмечалось выше, во время паводка режимы энергосистемы дополнительно осложняются в связи с переводом ГЭС в базисный режим работы.

В связи с этим в ночные часы рабочих суток приходится разгружать до технического минимума часть оборудования на блочных тепловых электростанциях. По субботам и воскресеньям часть энергоблоков мощностью 200-300 МВт выводится в резерв.

К покрытию полупиковой части суточного графика больше всего привлекаются агрегаты КЭС с поперечными связями по паре, нагрузка которых в ночные часы при необходимости полного использования регулировочных возможностей снижается на 50-60 % максимальной.

1.2. Автоматизированные системы управления в энергетике

Управление – это воздействие на объект или процесс с определенной целью. Процесс управления включает три стадии: сбор информации, обработка информации и принятие управляющих решений, передача управляющих команд. Если все операции осуществляются автоматически, без участия персонала, система управления называется автоматической. Если на какой-либо стадии в управлении участвует персонал, система управления называется автоматизированной.

Автоматизированная система управления (АСУ) является человеко – машинной системой. Она представляет собой совокупность методов и технических средств, обеспечивающих наиболее эффективное выполнение функций управления на основе использования экономико-математических методов и средств вычислительной техники.

Различают два вида управления: управление технологическими процессами, обеспечивающее воздействие на режим работы агрегатов, объектов, комплексов объектов, и организационно – экономическое управление, осуществляющее воздействие на трудовые, материальные и финансовые ресурсы, участвующие в производстве. Соответственно различают автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) и автоматизированные системы организационно-экономического управления (АСУОЭ).

В соответствии с общепромышленными руководящими методическими материалами по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами даются следующие определения.

Современный высокопроизводительный технологический объект представляет собой совокупность автоматизированного технологического оборудования и высокоэффективных средств управления и образует автоматизированный технологический комплекс (АТК). Совокупность средств управления в составе АТК образует систему управления, получившую условное наименование АСУТП.

АСУТП – система, реализуемая на базе высокоэффективной вычислительной и управляющей техники, обеспечивающая управление технологическим процессом на основе централизованно обработанной информации по заданным технологическим и технико-экономическим критериям, определяющим количественные и качественные результаты выработки продукта и подготавливающая информацию для решения организационно-экономических задач.

АСУТП должна включать: техническое, программное, информационное, организационное обеспечение, оперативный персонал.

Техническое обеспечение – комплекс технических средств (КТС) АСУТП включает:

- средства получения информации (сигналов) о состоянии объекта управления;
- средства формирования и передачи информации (сигналов) в системе;
- средства локального регулирования и управления;
- средства вычислительной техники;
- средства представления информации оперативному персоналу системы;
- исполнительные устройства;
- средства передачи информации в смежные и вышестоящие АСУ (при необходимости).

Программное обеспечение АСУТП включает:

- общее программное обеспечение, поставляемое в комплекте с используемыми средствами вычислительной техники, в том числе организующие и диспетчирующие программы, транслирующие программы, библиотеки стандартных программ и др.;
- специальное программное обеспечение, представляющее собой совокупность программ, реализующих функции конкретной системы и обеспечивающих организацию функционирования КТС.

Информационное обеспечение АСУТП включает:

- единую систему кодирования технологической и технико-экономической информации;
- справочную и оперативную информацию.

Организационное обеспечение АСУТП включает:

- описание функциональной, технической и организационной структур системы;
- инструкции и регламенты для оперативного персонала по работе АСУТП.

Оперативный персонал АСУТП включает:

- технологгов-операторов, осуществляющих управление технологическим объектом в составе АСУТП;
- эксплуатационный персонал, обеспечивающий заданное функционирование системы в целом.

Функции АСУТП подразделяются на информационные и управляющие. Необходимыми условиями принадлежности системы к АСУТП является обязательное выполнение хотя бы в минимальном объеме следующих информационных и управляющих функций:

- непрерывное периодическое и (или) по вызову измерение, оперативное отображение и регистрация значений технологических параметров и показателей состояния оборудования;
- обнаружение, оперативное отображение, регистрация и сигнализация отклонений значений технологических параметров и показателей состояния оборудования от установленных пределов;
- оперативное отображение и регистрация результатов математических и логических операций, выполняемых комплексом технических средств системы;
- подготовка информации и выполнение процедур обмена информацией со смежными и вышестоящими системами управления;
- определение рационального режима ведения технологического процесса;
- формирование и передача на входы исполнительных устройств управляющих воздействий, обеспечивающих реализацию выбранного режима.

На предприятиях и в объединениях создаются комплексные системы, обеспечивающие решение задач, как технологического, так и организационно-экономического управления. Такие системы называются организационно-технологическими АСУ.

Автоматизированные системы управления технологическими процессами созданы и эксплуатируются в энергетике на всех уровнях управления. К ним относятся: автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ) энергосистемами, АСУТП электростанций и энергоблоков, АСУТП крупных подстанций, АСУТП нормальных и аварийных режимов работы энергосистем.

АСДУ создаются на всех уровнях управления как самостоятельные системы технологического управления или как часть комплексной организационно-технологической АСУ (от АСУ).

АСДУ - принципиально новый этап автоматизации оперативного управления энергосистемами, базирующийся на широком использовании

средств вычислительной техники и современных систем сбора и передачи информации. С помощью АСДУ обеспечивается решение задач планирования режимов и оперативного управления энергосистемами.

АСУТП созданы и успешно функционируют на ряде тепловых электростанций, обеспечивая сбор, обработку и отображение оперативной информации, расчеты технико-экономических показателей и решение ряда других задач управления.

АСУТП гидроэлектростанций и каскадов гидроэлектростанций обеспечивают управление ГЭС в нормальных и аварийных режимах на основе централизованной информации.

АСУТП подстанций электрических сетей - с помощью малых ЭВМ, устанавливаемых на подстанциях, обеспечивается решение информационных задач и ряда функций автоматического управления.

1.3. Автоматизированные системы управления тепловых электростанций

Система управления современными мощными ТЭС имеет, как правило, два уровня: управление энергоблоком или группой энергоблоков - первый уровень и управление ТЭС в целом - второй уровень. Задачи управления распределены между этими двумя уровнями. На первом уровне осуществляется управление всеми элементами энергоблока (котел, турбина, генератор, установки собственных нужд энергоблока) с целью обеспечения заданного режима работы, предотвращения повреждения элементов энергоблока, ликвидации аварийных ситуаций. На втором уровне осуществляется управление общестанционными устройствами (топливоподачей, химводоочисткой, компрессорной циркуляционной насосной, распределительными устройствами электростанции, общестанционными собственными нуждами и т.д.). При этом должно быть обеспечено выполнение графика нагрузки, заданного электростанции, предотвращение повреждения отдельных элементов оборудования, ликвидация аварийных ситуаций, возникающих на станции, правильное поведение агрегатов электростанции при ликвидации аварийных ситуаций в энергосистеме.

Соответственно и АСУТП ТЭС создаются как одноуровневые (когда они обеспечивают решение задач одного уровня управления) или как двухуровневые (когда они обеспечивают решение задач обоих уровней управления) системы.

Внедрение средств компьютерной техники на мощных тепловых электростанциях стало необходимым в связи с усложнением управления технологическими процессами, обусловленными увеличением мощности агрегатов и повышением параметров пара. Переход к мощным энергоблокам потребовал значительного расширения сферы автоматизации и создания комплексных систем управления, в состав которых входят развитые системы

автоматического контроля, дистанционного и автоматического управления, регулирования и технологических защит. Так, например, контроль режима энергоблока мощностью 300 МВт осуществляется по 600-800 параметрам; поддержание основных параметров обеспечивается воздействием на 100-120 регулирующих органов; на блоке устанавливается около 100 автоматических регуляторов и 60 комплектов технологических защит. Ещё более сложны системы управления энергоблоками 500 и 800 МВт.

АСУТП обеспечивает выполнение следующих функций:

- Последовательный контроль групп параметров с автоматической световой и звуковой сигнализацией при их отклонении за установленные пределы (уставки предупредительной и аварийной сигнализации);
- Выборочный контроль по указывающему прибору и регистрацию значений любого параметра на самописце, контроль по вызову (либо автоматически) любого параметра по цифровому табло;
- Расчет некоторых технико-экономических показателей и отдельных коэффициентов;
- Периодическую цифровую регистрацию значений параметров технико-экономических показателей и параметров, вышедших за установленные пределы;
- Автоматический контроль и сигнализацию в случае неисправности различных устройств и блоков системы и линий связи с датчиками.

Внедрение АСУ на энергоблоках обеспечило повышение достоверности и оперативности представления информации, что позволило уменьшить количество оперативного персонала на энергоблоках и повысить надежность их работы.

С помощью ИВК АСУ обеспечивается информационное обслуживание оперативного персонала, вызов информации на табло по запросу, контроль основных параметров режима работы энергоблока в нормальном режиме, а также при пуске и останове агрегата, документирование оперативной информации, фиксация параметров для ретроспективного анализа аварийных ситуаций. С помощью ЭВМ осуществляется также оперативный расчет технико-экономических показателей энергоблока.

Центральным научно-исследовательским институтом комплексной автоматизации (ЦНИИКА) совместно с институтом «Теплоэлектропроект» разработана АСУТП «Комплекс-АСВТ», предназначенная для управления конденсационными энергоблоками 300, 500 и 800 МВт, а также теплофикационными агрегатами 250 МВт. АСУТП «Комплекс-АСВТ» построена по иерархическому принципу и состоит из двух независимых, но связанных между собой подсистем - информационной и вычислительной.

Информационная подсистема реализует сравнительно простые алгоритмы сбора, обработки и отображения информации, носящие регулярный и массовый характер. В ее функции входит также передача

информации от объекта к вычислительной подсистеме, которая реализует сложные алгоритмы обработки информации.

Информационная подсистема, устанавливаемая на каждом агрегате, представляет собой набор устройств с фиксированной (заранее заданной) программой действия. Информационная подсистема одновременно выполняет функции централизованного контроля с выводом информации на аналоговые и цифровые приборы и регистрацию по вызову, а также сигнализацию технологических параметров, отклонившихся от установленных значений.

Информационная подсистема рассчитана на подключение до 1000 термодпар, термометров сопротивления, датчиков с унифицированным токовым сигналом 0-5 мА и до 250 двухпозиционных датчиков.

Комплекс технических средств представляет собой широкий набор агрегатных модулей для реализации разнообразных функций сбора, обработки и вывода информации.

Программы регистрации аварийных ситуаций обрабатывают информацию от 100 аналоговых датчиков технологических параметров, 80 датчиков состояния двухпозиционных органов. Время фиксации - 10 мин до и 15 мин после начала аварии. Обработанная информация выводится на печатающее устройство.

С помощью «Комплекс-АСВТ» обеспечивается решение следующих задач управления энергоблоками:

- Контроль за параметрами режима, фиксация и сигнализация отклонений контролируемых параметров от установленных пределов;
- Регистрация аварийных событий и анализ предаварийных ситуаций;
- Расчеты режима энергоблока (за 15 мин, 1 час), анализ и выдача рекомендаций оператору по ведению экономичного режима;
- расчеты неоперативных (сутки) и отчетных технико-экономических показателей;
- контроль за пуском агрегата и выдача рекомендаций оперативному персоналу и др.

Наряду с осуществлением информационно-вычислительных функций на ряде энергоблоков внедрены управляющие ЭВМ, осуществляющие автоматический пуск энергоблока из различных тепловых состояний и останов; управление блоком при аварийных ситуациях с целью сохранения блока в работе с максимально возможной нагрузкой; автоматическое управление режимом работы котла; управление локальными устройствами автоматики, регулирующими режим работы агрегата и др.

Информационно-вычислительные и управляющие ЭВМ находят все более широкое применение на энергоблоках - автоматизировано управление энергоблоком при пуске и останове, а также в нормальном режиме. Объем управления, осуществляемого с помощью ЭВМ:

- По котлу - подготовка питательной воды, заполнение котла, пуск и останов вентиляторов и дымососов, запуск систем растопочного и основного топлива, розжиг и отключение горелок, поддержание температуры пара в заданной точке тракта, подъем температуры и давления свежего пара, управление горелками;

- По турбине и турбоагрегату - управление подачей пара на уплотнение при пуске и останове, набор и сброс вакуума, прогрев, пуск и останов главного питательного насоса, управление дренажными вентилями, включение турбоагрегата, разворот турбины и управление на выбеге, синхронизация, набор нагрузки, пуск и останов питательного турбонасоса и другие операции.

С помощью АСУТП ТЭС осуществляется решение следующих основных задач управления:

- Автоматический сбор и первичная обработка технологической информации, поступающей от АСУТП энергоблоков или непосредственно от информационных подсистем отдельных агрегатов;
- Расчет, регистрация и отображение обобщенных технико-экономических показателей о работе электростанции в целом или группы агрегатов за определенные периоды времени (смена, сутки, месяц);
- Сбор информации о работе электрической части электростанции (основной сети, схемы собственных нужд), контроль за параметрами сети, отображение и регистрация информации;
- Расчет энергетических характеристик агрегатов и суммарной характеристики ТЭС или группы агрегатов для передачи ее на высшие уровни управления.
- Распределение нагрузки между агрегатами;
- Регистрация доаварийных, аварийных и послеаварийных значений параметров, срабатываний устройств защиты и автоматики, переключений коммутационных аппаратов электрической схемы для анализа причин возникновения и хода развития аварий;
- Автоматизация ведения оперативных ведомостей текущих значений параметров;
- Определение сроков чистки теплообменной аппаратуры;
- Участие в автоматическом регулировании частоты, напряжения, активной и реактивной мощности;
- Участие в системах противоаварийной автоматики;
- Учет топлива, учета анализ топливной составляющей себестоимости;
- Обмен информацией с АСУ высших уровней управления и др.

Перечисленные задачи, обеспечивающие повышение экономичности и надежности работы электростанции, могут быть разделены на следующие группы:

1. Задачи, повышающие экономичность работы ТЭС. К этой группе задач относятся расчеты технико-экономических характеристик электростанции в целом, аналогичные расчетам, выполняемым для энергоблоков, они используются для анализа экономичности режима электростанции и оценки качества работы оперативного персонала. Наряду с расчетом фактических технико-экономических показателей электростанции за определенный отрезок времени (смена, сутки, месяц) в АСУ ТЭС часто предусматривается комплекс расчетов нормативных и плановых технико-экономических показателей, определяемых на основе измеренных параметров режима энергетического оборудования. Выполняются также ретроспективные расчеты прошедших режимов (например, за прошлые сутки) для оценки отклонения фактического режима от оптимального.

Оптимальное распределение нагрузки между агрегатами по критерию минимума расхода топлива на основании характеристик относительных приростов отдельных агрегатов. Решение этой задачи обычно осуществляется при составлении графика нагрузки на следующие сутки при заданной суммарной мощности электростанции и известных, ранее определенных, характеристик относительных приростов в зависимости от состава вспомогательного оборудования (агрегатов собственных нужд) и параметров режима каждого агрегата.

Поскольку режим работы агрегатов, а также состав вспомогательного оборудования может изменяться в процессе работы, при оперативном управлении с помощью ЭВМ осуществляется корректировка характеристик и перераспределение нагрузки между агрегатами. Перераспределение нагрузки обычно осуществляется вручную персоналом на основании рекомендаций, выдаваемых ЭВМ.

В процессе эксплуатации происходит ухудшение экономических характеристик агрегата, изменение его характеристик относительных приростов. Поэтому в процессе работы производится корректировка базовых (нормативных) характеристик, построенных после проведения соответствующих испытаний.

При наличии расхождения контрольной и базовой характеристик контролируемого агрегата ЭВМ дает рекомендацию на проведение тарировки датчиков основных технологических параметров этого агрегата. После тарировки приборов, осуществляемой персоналом, и введения в ЭВМ соответствующей информации производится повторное определение контрольной характеристики и, если сохраняется ее расхождение с базовой, дается команда персоналу на корректировку характеристики.

2. Задачи, повышающие надежность работы агрегатов. К этой группе задач относятся: регистрация доаварийных, аварийных и послеаварийных значений параметров, срабатываний устройств

технологической защиты, определение сроков чистки теплообменной аппаратуры, диагностика и прогнозирование хода технологического процесса и работы технологического оборудования, контроль за ходом пуска и останова агрегата и выдача рекомендаций персоналу по ведению режима.

Цель оптимального управления агрегатом при пуске заключается в том, чтобы, выдержав ограничения на температуру прогрева турбоустановки и котлоагрегата и ограничения на скорость изменения параметров, за наименьшее время набрать заданную нагрузку. В части турбоагрегата при этом производится анализ текущей информации о тепловом состоянии агрегата с целью определения допустимых пределов температур свежего и вторичного пара, скоростей вращения ротора для ориентировки оператора; в части котлоагрегата - помощь оператору в осуществлении контроля за состоянием оборудования и анализа возникающих ситуаций при пуске.

3. Задачи, обеспечивающие управление электрической частью электростанции. К этой группе задач относятся: автоматизация составления бланков переключений и ведение суточной ведомости о параметрах режима электрической части и генераторов; обмен информацией с высшими уровнями управления, контроль за состоянием коммутационной аппаратуры и регистрация переключений; контроль за параметрами режима электрической сети, регистрация отклонений; фиксация срабатывания устройств релейной защиты и автоматики.

4. Задачи, обеспечивающие управление электростанций как элементом энергосистемы. К этой группе задач относятся: автоматическое управление элементами электростанции в нормальных режимах, обеспечивающее регулирование частоты и активной мощности, напряжения и реактивной мощности; управление агрегатами и коммутационными аппаратами в аварийных режимах (противоаварийная автоматика), обеспечивающее изменение мощности электростанции и схемы электрических соединений для предотвращения развития аварийных ситуаций.

Экономическая эффективность АСУ тепловых электростанций определяется снижением затрат на ремонт оборудования и уменьшением суммарного расхода топлива в энергосистеме на производство электрической энергии и тепла.

Снижение затрат на ремонт оборудования обусловливается повышением его надежности, что обеспечивается благодаря более строгому контролю за его работой и своевременному принятию мер по предотвращению или ликвидации отклонений от нормального режима, а также благодаря более правильному определению сроков и объемов ремонта.

Снижение суммарного расхода топлива на производство электроэнергии и тепла, достигаемое благодаря созданию АСУ тепловой электростанции, определяется по энергосистеме в целом и включает следующие составляющие:

- Экономия топлива за счет снижения удельного расхода топлива на данной электростанции;
- Экономия топлива за счет дополнительной выработки электроэнергии на рассматриваемой электростанции (которая, как правило, является более экономичной, чем ряд других электростанций энергосистемы) благодаря сокращению простоя оборудования в ремонте;
- Дополнительная экономия, достигаемая благодаря выработке на рассматриваемой или другой аналогичной электростанции дополнительной электроэнергии на топливе, сэкономленном по двум первым составляющим (системный эффект).

При разработке и эксплуатации АСУТП ТЭС необходимо соблюдать требования правил техники эксплуатации. Весь персонал, занятый эксплуатацией и ремонтом средств вычислительной техники, датчиков теплотехнических и электрических параметров, средств отображения информации, должен руководствоваться правилами техники безопасности для персонала, обслуживающего электрические и энергетические установки.

1.4. Автоматизированные системы управления технологическим процессом электростанций

Автоматизированной системой управления технологическим процессом (АСУТП) называют человеко-машинную систему, в которой контроль за режимом оборудования, некоторые функции управления, регулирование отдельных параметров, управление коммутационными операциями и ведение части оперативной документации выполняются на ЭВМ, а задачи принятия и реализации оперативных решений и взаимодействие с другими уровнями управления решает человек.

Структура АСУТП. В соответствии с иерархической структурой управления энергетическими объектами АСУ в энергетике имеет несколько уровней. На высшем уровне находится отраслевая автоматизированная система управления (ОАСУ) «Энергия», в которую заложены функции как оперативного диспетчерского, так и производственно-хозяйственного управления. В состав ОАСУ «Энергия» входит автоматизированная система диспетчерского управления Единой энергетической системы страны. ОАСУ связана с АСУ производственно-энергетических объединений (ПЭО) или энергосистем (ЭС) с производственными единицами, входящими в данное объединение. Затем следуют АСУ электростанций и сетей, включающие в себя АСУТП отдельных объектов — энергоблоков, подстанций.

На рис. 1.4.1 показана структурная схема АСУ ТЭС с двумя контурами управления:

автоматизированного управления технологическим процессом энергоблоков и энергооборудования общестанционного назначения (АСУТП) и

автоматизированного производственно-хозяйственного управления (АСУПХ), куда входят подсистемы управления производственно-хозяйственной деятельностью и ремонтом; управления материально-техническим снабжением; технико-экономического планирования; учета и анализа трудозатрат, зарплаты и кадров, бухгалтерского учета.

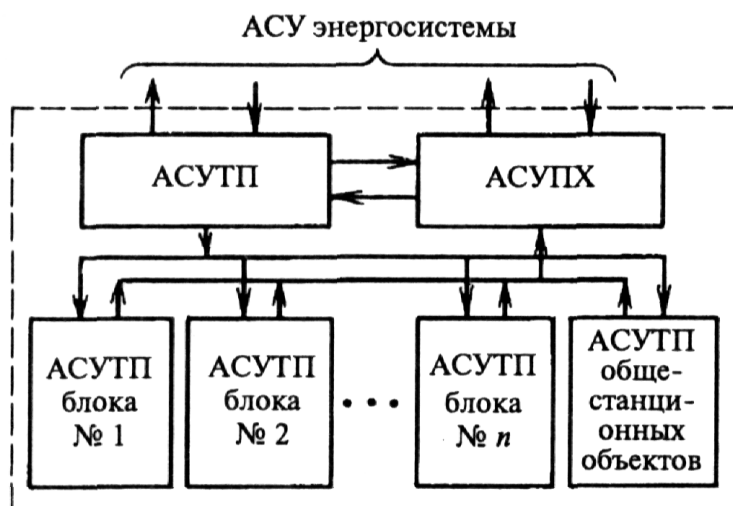


Рис. 1.4.1. Структурная схема АСУ ТЭС

В соответствии с выполняемыми функциями в АСУТП энергоблока можно выделить две основные части — информационную и управляющую (рис. 1.4.2).

Информационная часть включает в себя подсистемы измерения и сигнализации. Первичная информация поступает от аналоговых и дискретных датчиков, установленных непосредственно на оборудовании энергоблока. Подсистема производит расчет и анализ технико-экономических показателей (ТЭП) по отдельным агрегатам и по блоку в целом. После соответствующей обработки информация, полученная от подсистем измерения, сигнализации, поступает к оператору на БЩУ, где для него организовано автоматизированное рабочее место (АРМ). Устройство отображения информации (УОИ) предоставляет оператору (Оп) необходимую информацию в удобной для него форме.

В управляющую часть АСУТП входят подсистемы дистанционного и автоматического управления, автоматического регулирования, защиты и блокировки. Все эти подсистемы осуществляют дискретное воздействие на исполнительные органы — первичные регуляторы, коммутационные аппараты электроприводов рабочих машин и запорно-регулирующей арматуры. Посредством индивидуальных или групповых ключей оператор может осуществлять дистанционное управление отдельными агрегатами блока, а все остальные подсистемы управляющей части обеспечивают автоматическое воздействие на оборудование блока согласно заданным логическим программам.



Рис. 1.4.2. Структурная схема АСУ ТП энергоблока.

Схема, представленная на рис. 1.4.3,а, иллюстрирует состав функций, выполняемых информационно-управляющим комплексом (УВК) АСУТП. С точки зрения централизации исполнения этих функций и степени использования при этом средств вычислительной техники только в информационно-вычислительных целях, т.е. для централизованного сбора, обработки и передачи информации.

Результаты обработки информации и вычислительной работы информационно-вычислительной машины (ИВМ) сообщаются Оп и помогают ему принимать правильные решения по управлению энергоблоком. Применение вычислительной техники в системах управления электростанциями началось именно с этого варианта.

Во втором варианте (рис. 1.4.3,б) средства вычислительной техники применяют не только для решения информационно-вычислительных задач, но и для целей централизованного управления — в структуре АСУТП появляется управляющая вычислительная машина (УВМ), составляющая с ИВМ единый комплекс. Управляющая машина изменяет задания (уставки) локальных автоматических регуляторов, координирует работу логических автоматов, контролирует ход выполнения операций управления и т.п. Часть операций управления по-прежнему выполняет человек. **В настоящее время эта структура получила наибольшее применение в АСУТП электростанций.**

В полностью централизованной АСУТП (третий вариант структуры АСУТП, рис. 1.4.3, в) все функции оперативного управления энергоблоком выполняет управляющий вычислительный комплекс (УВМ и ИВМ), т.е. здесь наиболее полно используется возможность вычислительной техники.

Управляющая машина принципиально способна решить любую задачу по управлению энергоблоком при условии высокой степени надежности средств вычислительной техники. За оператором сохраняется возможность выполнения определенных операций управления, а также вмешательства в работу УВМ и ИВМ, т.е. работа АСУТП происходит в режиме диалога человек — машина.

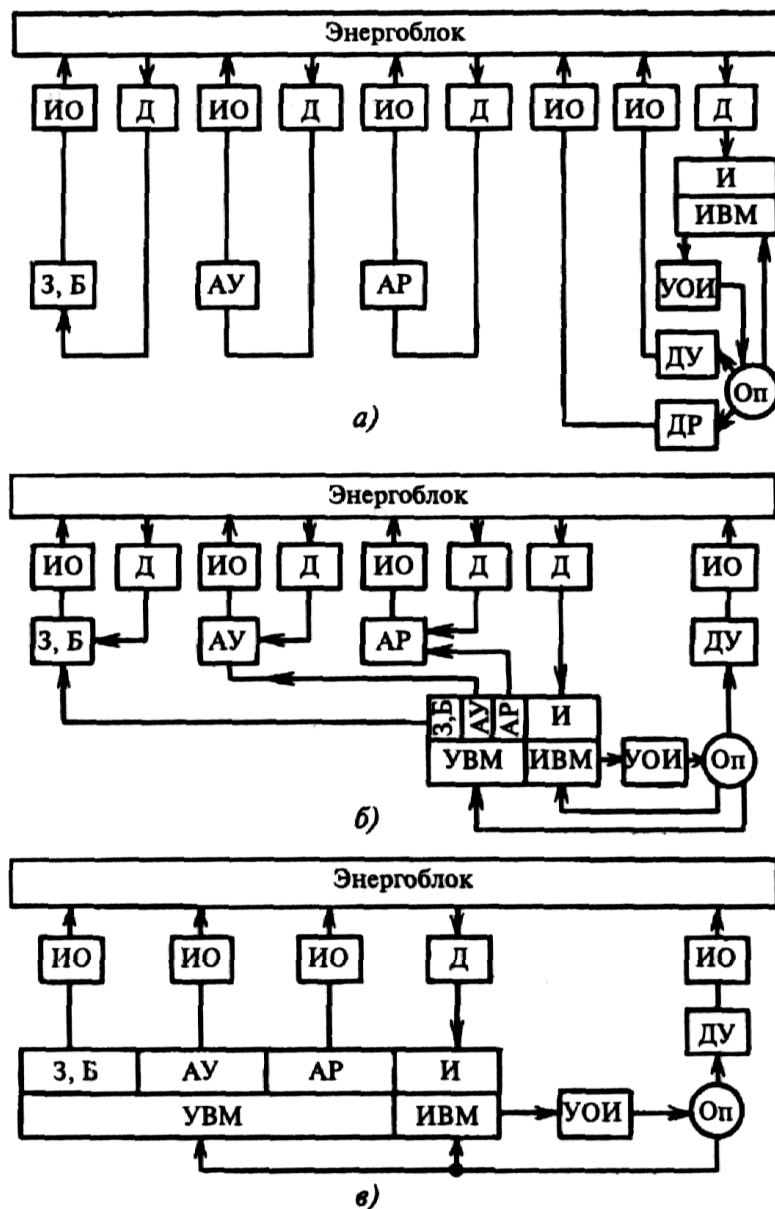


Рис. 1.4.3. Варианты структуры АСУТП:

- а* — с централизованным контролем и децентрализованным управлением;
- б* — с централизованным контролем и частично централизованным управлением;
- в* — с полностью централизованным контролем и управлением;

ИО — исполнительный орган; Д — датчик; З, Б — защита, блокировки; АУ — автоматическое управление; АР — автоматическое регулирование; ИВМ — информационно-вычислительная машина; УОИ — устройство отображения информации; ДУ — дистанционное управление; ДР — дистанционное регулирование; И — измерительный прибор; Оп — оператор

Основой АСУТП являются функциональные группы (ФГ), в которые входят рабочие машины, связанные единой технологической функцией. Функциональная группа включает в себя рабочие машины с их приводами, блоки управления 1-го уровня, которые содержат в себе исполнительные устройства, непосредственно коммутирующие цепи приводов, принимают оперативные команды от оператора, автоматических регуляторов, технологических защит и от логической части системы управления 2-го уровня, обеспечивающей выполнение операций по заданной программе.

1.5. Микропроцессорные АСУ ТП электрических станций

Электрическая станция как главная производственная единица ЭЭС в связи с особенностями процесса производства и передачи электрической энергии должна управляться полностью автоматически, т.е. без непосредственного участия человека (оператора). Однако в настоящее время практически используются автоматизированные системы управления (АСУ), предполагающие эпизодическое вмешательство в их функционирование дежурного оператора электростанции. Сложность тепловых процессов на ТЭС обуславливает наименование систем управления ими как автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП).

Автоматизированное управление режимами работы ЭЭС осуществляется АСУ ЭЭС, ОЭС и АСУ ЕЭС. Их техническая реализация стала возможной лишь с появлением цифровой вычислительной техники. Назначением АСУ является обеспечение надежного, технически рационального и оптимального по технико-экономическим показателям функционирования электрических станций и ЭЭС.

Разработаны АСУ ГЭС и АСУ ТП тепловых и атомных электростанций, функционирующие на основе интегрированных двухуровневых иерархических и распределенных микропроцессорных средств для автоматизации электроэнергетических комплексов (МС АЭК). Верхний уровень — общестанционная часть, нижний — агрегатная (блочная) часть.

1.5.1. Микропроцессорная АСУ ГЭС

ГЭС играют важную роль в обеспечении надежного и оптимального режима работы ЕЭС. Они покрывают переменную, случайно изменяющуюся часть графика нагрузки ЕЭС и тем самым обеспечивают равномерную работу мощных электроэнергетических блоков ТЭС и АЭС. Именно на ГЭС сосредоточен оперативный резерв мощности, вводимый в действие в течение десятков секунд. Маневренность ГЭС широко используется в аварийных ситуациях для быстрого восстановления баланса (равенства требуемой потребителем и производимой) электроэнергии с целью предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы электрических станций и восстановления нормального режима работы ЭЭС.

В настоящее время создана микропроцессорная интегрированная АСУ ГЭС, функциональная структура которой иллюстрируется схемой на рис. 1.5.1.

Как указывалось, АСУ является двухуровневой. Нижний агрегатный уровень (агрегатная часть АЧ) содержит устройства:

- сбора и первичной обработки информации о состоянии гидрогенератора ГГ, трансформатора Т и схемы его подключения УСИ;
- контроля и диагностики КДА гидроагрегатов ГА и коммутационного (подстанционного) оборудования КПО;
- комплексного автоматического управления блоком гидротурбина—генератор—трансформатор КАУ;
- регистрации аварийных ситуаций РАС на гидроагрегатах и открытых распределителях ОРУ1, ОРУ2.

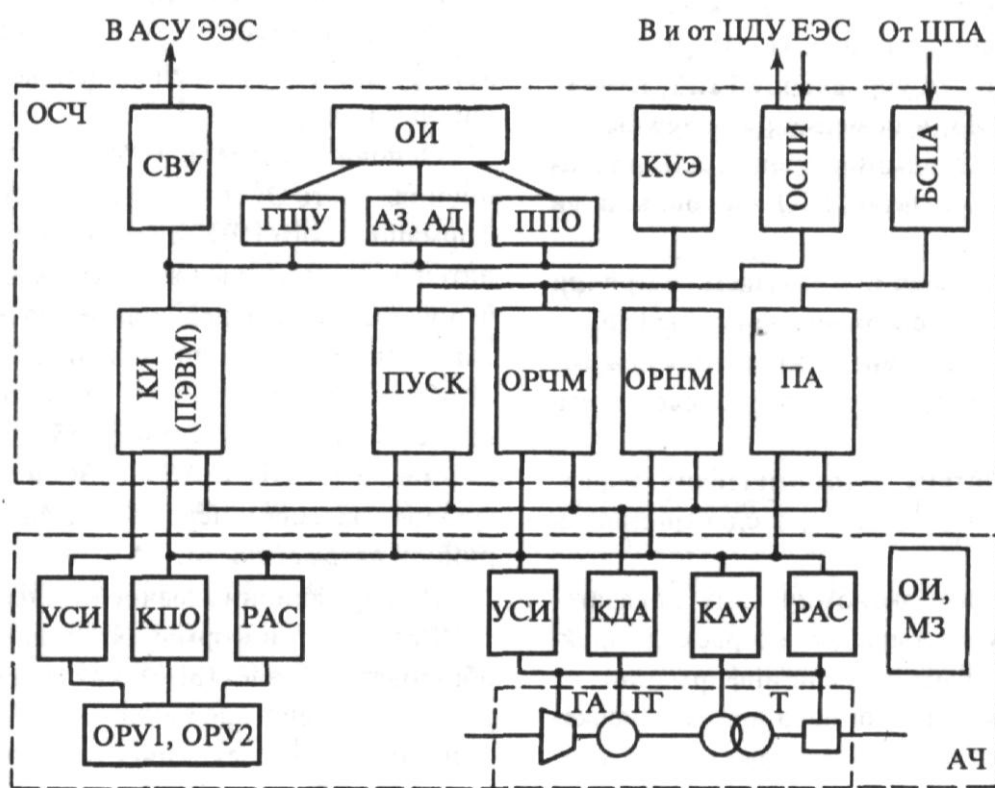


Рис. 1.5.1. Функциональная структура микропроцессорной АСУ ГЭС

Первая из указанных группа информационных средств поставляет (через концентратор КИ) информацию о технических показателях технологического оборудования.

Главную управляющую часть агрегатного уровня КАУ составляет микропроцессорная автоматика гидроагрегата: микропроцессорные АС, АРЧМ и АРВ. Устройства РАС выдают осциллограммы процессов изменений напряжений и токов при аварийных ситуациях.

Верхний общестанционный уровень (общестанционная часть ОСЧ) АСУ состоит из следующих подсистем:

- представления и отображения информации ОИ персоналу электростанции о нормальных режимах, регистрации и анализе аварийных режимов;
- автоматического управления нормальными режимами работы электростанции;
- противоаварийной автоматики ПА;
- информационной связи с вышестоящим уровнем управления СВУ и комплексного учета электроэнергии КУЭ.

Подсистема ОИ строится на базе локальной вычислительной сети совместимых ПЭВМ, установленных на главном щите управления ГЩУ, в электромашином зале МЗ, в помещениях службы автоматики и защиты АЗ, администрации АД, планово-производственного отдела ППО. Основными ее функциями являются:

отображение информации о текущем состоянии энергооборудования и электрической схемы ГЭС;

своевременное выявление отклонений режимных параметров технологического процесса и его нарушениях;

регистрация действия автоматических управляющих устройств в нормальных, предаварийных и аварийных режимах;

вычисление технико-экономических показателей, коммерческий учет выработки и расхода электроэнергии и сбор статистической информации.

Подсистема общестанционного автоматического управления состоит из трех основных частей, осуществляющих автоматическое управление пуском и включением на параллельную работу гидрогенераторов — подсистема ПУСК; общестанционное автоматическое регулирование частоты и оптимальное распределение активной нагрузки между гидрогенераторами — общестанционная подсистема регулирования частоты и мощности ОРЧМ и общестанционное автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности — подсистема ОРНМ.

Микропроцессорная подсистема ОРНМ обеспечивает:

прогнозирование реактивной нагрузки электростанции;

учет различий регулировочных характеристик гидрогенераторов и индивидуальных ограничений по реактивной нагрузке;

анализ перетоков реактивной мощности через автотрансформаторы связи между шинами различных напряжений при формировании воздействия на АРКТ;

поагрегатный контроль выполнения управляющих воздействий и выдача соответствующей информации.

Микропроцессорная АСУ осуществляет обмен информацией с диспетчерским пунктом ЭЭС и ЦДУ ЕЭС через общестанционные информационные автоматические устройства сбора и передачи сигналов ОСПИ и быстродействующей передачи сигналов от централизованной ЦПА противоаварийной автоматики БСПА.

1.5.2. Микропроцессорная АСУ ТП ТЭС

Функции АСУ ТП ТЭС существенно сложнее. В соответствии с общей концепцией построения АСУ ТП ТЭС она является интегрированной, иерархической, двухуровневой и распределенной, функционирующей на основе переработки обширной информации.

Основной уровень АСУ ТП — это ее общестанционная часть ОСЧ (рис. 1.5.2). Она состоит из информационного ИВК и управляющего УВК вычислительных комплексов. Информационное обеспечение АСУ имеет решающее значение для эффективности ее функционирования. ОСЧ осуществляет обмен информацией по телеавтоматическим каналам технических средств сбора и передачи информации ОСПИ с АСУ ЭЭС и по быстродействующим каналам передачи сигналов противоаварийной автоматики БСПА.

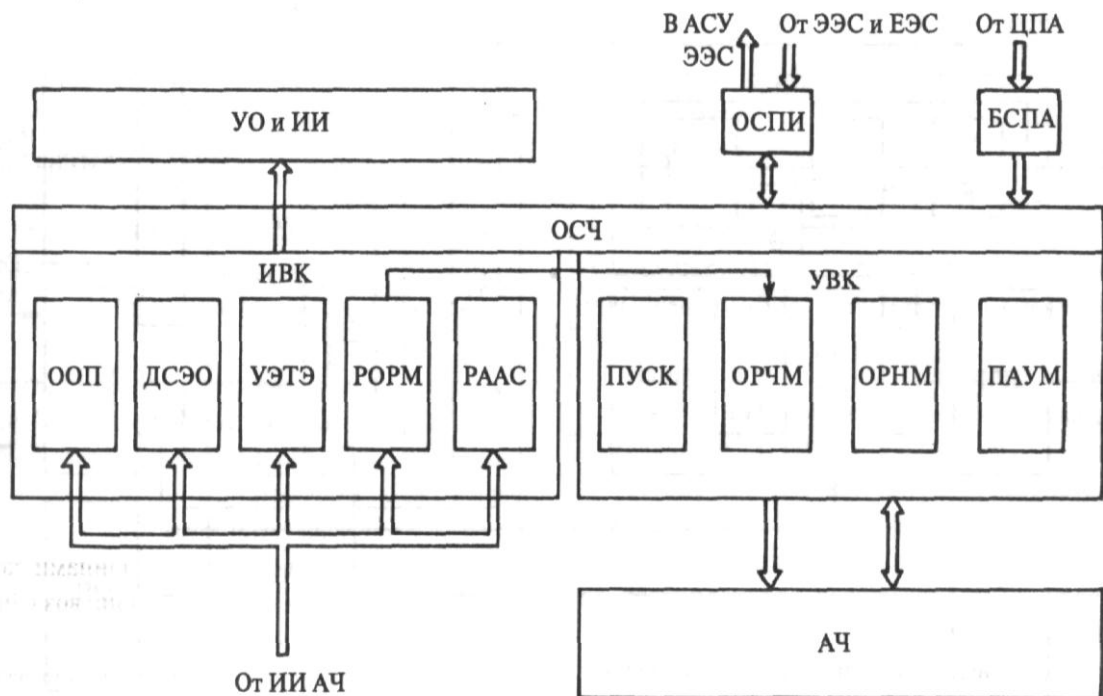


Рис. 1.5.2. Функциональная схема АСУ ТП ТЭС

Информационно-вычислительный комплекс ИВК собирает информацию от измерительных преобразователей электрических режимных параметров турбогенераторов и датчиков тепловых, термодинамических и механических режимных параметров энергоблоков и оборудования собственных нужд (источников информации ИИ агрегатной части АЧ) и производит ее обработку, прежде всего для оперативного отображения персоналу ООП, диагностики состояния и определения ресурсов основного тепло- и электроэнергетического оборудования ДСЭО, учета выработанной, потребляемой на собственные нужды и отпущенной электро- и тепловой энергии УЭТЭ, поступающей в

устройства отображения и использования информации УО и ИИ. В ИВК производятся расчеты по оптимальному распределению плановой и неплановой мощностей электростанции РОРМ между энергоблоками по рассчитываемым циклически на основе собираемой информации технико-экономическим показателям, формируются данные для передачи в АСУ ЭЭС и ЕЭС; производятся регистрация и анализ аварийных ситуаций РААС и ряд расчетов планово-производственного характера.

Управляющий вычислительный комплекс состоит из четырех частей: управления пуском и остановом, включением на параллельную работу и нагружением турбогенераторов ПУСК, общестанционного регулирования частоты и мощности ОРЧМ, напряжения и реактивной мощности ОРНМ и противоаварийного управления мощностью ПАУМ. Основные отличительные от управляющей части АСУ ГЭС (см. рис. 1.5.1) особенности УВК определяются сложностью технологических процессов пуска, останова и нагружения паровых турбин и задач автоматического управления мощностью в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах, реализуемых микропроцессорной автоматической системой управления мощностью, выполняющей функции ОРЧМ и ПАУМ.

Микропроцессорная автоматическая система управления мощностью ТЭС является основной частью ее АСУ ТП. В связи с противоречивостью энергосистемных и внутриблочных требований и условий она отличается значительной сложностью. Для поддержания оптимального режима и устойчивости функционирования энергообъединений особенно важны скорость и точность отработки выдаваемых ТЭС заданий по мощности, тогда как допустимая и реализуемая скорости изменения мощности инерционных тепловых энергоблоков ограничены. Поэтому АСУ ТП содержит специфические элементы ограничения темпа задания мощности (ОТЗ) и безударного ее подключения и отключения.

Общая функциональная схема микропроцессорной общестанционной автоматической системы регулирования частоты и мощности ОРЧМ тепловой электростанции содержит (рис. 1.5.3) программные элементы: задания плановой нагрузки (ее графика) ЗГН и неплановой мощности ЗНМ, ограничения темпа заданий на изменения мощностей ОТЗ и безударного подключения и отключения (безударных операций) БО, оптимального по технико-экономическим показателям распределения мощностей ОРМ и задания мощности $P_{np\ i}$ энергоблокам ЗМБ; измерительный орган частоты ИОЧ с зоной нечувствительности $\Delta f_{нч} > |\pm 0,1|$ Гц. Выходной сумматор их сигналов воздействует на микропроцессорный автоматический регулятор мощности турбины АРМ-М и аналоговый регулятор парогенератора АРПГ.

технико-экономическим показателям и технологическим ограничениям и определяет приоритет загрузки отдельных энергоблоков или их групп с учетом технологически допустимых регулировочных диапазонов.

Ограничители темпа задания (их два в каналах мощностей $P_{пр.пл}$ и $P_{пр.нпл}$) также представляют собой цифровые модели астатических регуляторов с интеграторами, постоянные времени которых и устанавливают допустимые по технологическим условиям скорости изменений заданий мощностей, поступающих из АСУ ЭЭС, или скорость изменений нагрузок энергоблоков при подключениях и отключениях ввиду или недостоверности информации, или неисправности ОСРМ. Программно реализуется и измерительный орган частоты ИОЧ с зоной нечувствительности.

Функции, выполняемые ОРМ при управлении плановой мощностью, сводятся в основном к следующим:

- формирование прогнозируемой части графика нагрузки электростанции;
- расчеты предписанной плановой мощности энергоблоков на основе анализа их технико-экономических показателей и с учетом регулировочных диапазонов, допустимой скорости изменения нагрузки турбогенераторов и технологических ограничений изменения мощности турбин;
- обеспечение в результате оптимального экономически и рационального технического распределения предписанной ТЭС графиком нагрузки плановой мощности;
- формирование сигналов информации о выполняемом графике нагрузки.

Последняя из указанных функций выполняется содержащейся в общестанционной микропроцессорной АСУ мощностью информационной функциональной частью — устройством УСИ сбора информации о режимах ТЭС, передаваемой АСУ ЭЭС, о режимах энергоблоков, поступающей в соответствующие элементы микропроцессорной системы, в особенности ЗМБ и ОТЗ. Указанное устройство производит тестирование при диагностике автоматической системы и выдает информацию персоналу ТЭС с выводом на дисплей ПЭВМ режимных параметров энергоблоков.

Часть 2. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

2.1. Оптимизация режима тепловой электростанции

Оптимизация режима электростанции обеспечивается решением трех задач: оптимизацией режима работы агрегата при заданной мощности, оптимизацией распределения нагрузки между работающими агрегатами, выбором состава оборудования.

Оптимизация режима работы каждого агрегата означает, что при заданной нагрузке котла должны быть выбраны и поддерживаться оптимальными значения избытка воздуха и разрежение, при заданной нагрузке турбины – оптимальное значение давления, температуры пара и вакуума, при заданной нагрузке энергоблока – оптимальное значение активной мощности и т.п.

Вопрос об оптимальном распределении нагрузки между параллельно работающими агрегатами тепловых электростанций может иметь разные аспекты в зависимости от тепловой и электрической схемы электростанции:

- распределение паровой нагрузки между котлами, работающими на общий паропровод;
- распределение электрической нагрузки между турбогенераторами, работающими на общие электрические шины;
- распределение электрической нагрузки между насосами, питающими общую напорную магистраль;
- распределение электрической нагрузки между блоками (котел-турбина-генератор);
- распределение электрической и тепловой нагрузки между турбоагрегатами с отборами пара.

Для всех этих случаев, кроме последнего, общим является возможность пренебречь влиянием соединительных участков трубопроводов или шин, связывающих агрегаты, и вести расчет наиболее экономичного (оптимального) режима, используя только характеристики самих агрегатов. При этом распределение общей нагрузки между параллельно работающими агрегатами должно соответствовать минимальному расходу условного топлива (или минимальным затратам) на производство электроэнергии.

Распределение нагрузки между агрегатами производится на основании их экономических характеристик. Основной зависимостью, определяющей экономичность энергетического оборудования, является его расходная характеристика, представляющая зависимость часового расхода первичного энергоносителя от нагрузки агрегата.

Для котла – расход условного топлива на единицу производимого тепла (1 кг условного топлива на единицу производимого тепла) в зависимости от суммарной производительности $B=B(Q)$.

Для турбоагрегатов - расход тепла на единицу производимой электроэнергии в зависимости от нагрузки $Q=Q(P)$.

Для энергоблоков (котел-турбина-генератор) - расход условного топлива на единицу производимой электроэнергии в зависимости от нагрузки (1кг условного топлива на 1 кВт·ч) $B=B(P)$.

Экономичность работы агрегатов за определенный период времени характеризуется величинами удельных расходов:

- для котлов - удельный расход условного топлива (B) на единицу производимого тепла (Q) – кг.у.т./Гкал;

- для турбогенераторов - удельный расход тепла на единицу производимой электроэнергии - ккал/кВт·ч;
- для энергоблоков - удельный расход условного топлива на единицу производимой электроэнергии - кг.у.т/кВт·ч.

$$\epsilon_k = \frac{B_{\text{час.к.}}}{Q_{\text{час.к.}}}, \text{ кг.у.т. / Гкал};$$

$$q_T = \frac{Q_{\text{час.Т.}}}{P}, \text{ ккал / кВт.ч};$$

$$\epsilon_B = \frac{B_{\text{час.}}}{P}, \text{ кг.у.т. / кВт.ч.}$$

Оптимальное распределение заданной мощности в каждый момент времени между работающими агрегатами электростанции будет иметь место при равенстве относительных приростов расхода топлива или электроэнергии по нагрузке. Так, например, распределение нагрузки между паровыми котлами, работающими на общий паропровод, конденсационными турбогенераторами или энергоблоками должно соответствовать равенству относительных приростов расхода топлива; распределение нагрузки между насосами, питающими общую напорную магистраль, – равенству относительных приростов расхода электроэнергии.

Характеристики относительных приростов определяются из расходных характеристик агрегатов:

$$\text{для котлов} - \epsilon = \frac{dB}{dQ} = \epsilon(Q);$$

$$\text{для турбоагрегатов} - q = \frac{dQ}{dP} = q(P);$$

$$\text{для энергоблоков} - \epsilon = \frac{dB}{dP} = \epsilon(P).$$

Относительные приросты имеют такую же размерность, как удельные расходы. Отличие этих двух показателей состоит в том, что относительный прирост характеризует экономичность агрегата в данный момент (при данной нагрузке), а удельный расход – за определенный промежуток времени.

Характеристики относительных приростов (ХОП) имеют возрастающий характер (обращена выпуклостью вниз). В тех случаях, когда ХОП имеют точки излома и разрывы непрерывности, осуществляется сглаживание характеристик для возможности использования их при расчетах оптимальных режимов. Использование сглаженных характеристик приводит, конечно, к некоторым погрешностям, но они невелики и, как правило, ими можно пренебречь.

Если работающие агрегаты имеют одинаковые характеристики относительных приростов, нагрузка между ними должна распределяться поровну.

Относительные приросты агрегатов зависят не только от их нагрузки, но и от числа и состояния работающих котлов, состояния оборудования собственных нужд (дымососов, вентиляторов), вида и качества топлива и т.п.

Расходные характеристики, а стало быть и характеристики относительных приростов турбин должны быть рассчитаны отдельно для средних температур охлаждающей воды, наблюдаемых в летних условиях (летняя характеристика) и зимой (зимняя характеристика). Летняя расходная характеристика отличается от зимней меньшей величиной минимальной и экономической нагрузки. В ряде случаев при высоких температурах охлаждающей воды снижается и максимальная мощность турбины. Наоборот, при низких температурах охлаждающей воды для многих турбин может быть допущено повышение мощности сверх номинальной при сохранении номинального расхода пара.

Практически, во всех случаях решения задачи распределения нагрузки между агрегатами приходится учитывать определенные ограничения. Такими ограничениями могут быть максимальные и минимальные допустимые нагрузки агрегатов, заданный расход энергоресурсов и др.

Максимальной (длительной) называется наибольшая нагрузка, с которой котел может работать без вредных последствий (усиленное шлакование, износ поверхностей нагрева летучей золой и т.п.).

Минимальной называется нагрузка, с которой котел может длительно работать без вредных последствий для самого котла (нарушение циркуляции) и при достаточно устойчивом процессе горения (без подсвечивания мазутом топок пылеугольных котлов).

При выборе наивыгоднейшего распределения нагрузок между агрегатами допускается изменение нагрузки работающих котлов в пределах от минимальной до максимальной. Отклонение нагрузки за эти пределы может допускаться только при недостатке мощности в энергосистеме, но не по условиям экономичности. Исключение составляет лишь подсвечивание мазутом, которое, в зависимости от местных условий и при наличии достаточных запасов мазута, может допускаться и на длительные сроки по условиям экономичности.

Современные котлоагрегаты (парогенераторы) допускают изменение нагрузки в сравнительно небольших пределах. Диапазон возможного изменения нагрузки (регулируемый диапазон) в значительной степени зависит от вида сжигаемого топлива. Так, при сжигании антрацитового штыба (АШ) в виде пыли нагрузку котла нельзя снижать более чем до 60-70% номинальной по соображениям устойчивости горения факела. При уменьшении расхода сжигаемого топлива снижается температура топki, и для предотвращения погасания факела требуется подсветка газом или мазутом.

При сжигании тощих углей регулировочный диапазон несколько шире, и котлы, работающие на жидком или газообразном топливе, могут нести сколь угодно малые нагрузки, но при этом экономичность их значительно снижается. Обычно минимальная нагрузка агрегатов, работающих на жидком или газообразном топливе, не должна быть меньше 40-50%.

Характеристики относительных приростов агрегатов обычно строятся для диапазона допустимых нагрузок – от минимальной до максимальной.

Экономические характеристики теплофикационных агрегатов значительно сложнее, чем конденсационных. Это объясняется тем, что расходы тепла, удельные расходы и относительные приросты расхода тепла являются функциями двух или трех переменных - электрической нагрузки и расходов пара в один или два отбора. Кроме того, на них накладываются ограничения по пропускной способности различных частей турбины. Расходы пара в теплофикационный и производственный отборы могут быть равны нулю. Расход пара в конденсатор («конденсационный хвост») не должен быть меньше некоторого минимального значения, необходимого для охлаждения лопаток и цилиндра части низкого давления (ЧНД).

Минимальное значение вырабатываемой электрической мощности определяется минимальным пропуском пара в конденсатор и мощностью, вырабатываемой за счет пара отборов при его прохождении через часть высокого давления (ЧВД) и часть среднего давления (ЧСД).

Максимальное значение электрической и тепловых нагрузок определяются мощностью генератора и пропускной способностью различных частей турбины. Таким образом, электрическая мощность турбоагрегата при полной тепловой нагрузке определяется пропускной способностью ЧВД, а в чисто конденсационном режиме – пропускной способностью ЧНД.

Расходные характеристики и ХОП турбин с отборами пара представляют в виде семейства кривых (или ломаных линий), соответствующих различным значениям расходов пара в отборы.

2.2. Оптимальное распределение активной нагрузки между агрегатами ТЭС

Для тепловой электрической станции, на которой работают m энергоблоков, суммарный расход топлива составит:

$$B = \sum_{i=1}^m B_i(P_i). \quad (2.1)$$

Здесь B_i – расход топлива на генерацию мощности P_i на i -том энергоблоке.

Ограничение по балансу активных мощностей на ТЭС запишется в виде :

$$W = \sum_{i=1}^m P_i - P_H, \quad (2.2)$$

где P_i – мощность, генерируемая i -тым энергоблоком;
 P_H – нагрузка станции;
 m – количество энергоблоков.

Для получения минимального расхода топлива B на ТЭС с учётом соблюдения баланса мощностей воспользуемся методом Лагранжа с функцией:

$$L = B + \mu W, \quad (2.3)$$

где μ – некоторый постоянный коэффициент, называемый множителем Лагранжа.

Минимум L можно определить, взяв частные производные от L по P_i и приравняв их нулю:

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial P_i} &= 0. \\ \frac{\partial L}{\partial P_1} &= \frac{\partial B}{\partial P_1} + \mu = 0; \\ \frac{\partial L}{\partial P_2} &= \frac{\partial B}{\partial P_2} + \mu = 0; \\ &\dots\dots\dots \\ \frac{\partial L}{\partial P_m} &= \frac{\partial B}{\partial P_m} + \mu = 0. \end{aligned}$$

Отсюда

$$-\mu = \frac{\partial B}{\partial P_1} = \frac{\partial B}{\partial P_2} = \dots = \frac{\partial B}{\partial P_m}.$$

Но производная $\frac{\partial B}{\partial P_i} = b_i$ – это относительный прирост расхода топлива на i -ом энергоблоке ТЭС.

Тогда критерием оптимального распределения нагрузки между агрегатами ТЭС является

$$b_1 = b_2 = \dots = b_m = idem, \quad (2.4)$$

то есть равенство относительных приростов расхода топлива всех энергоблоков станции.

Практическое решение задачи получения минимального расхода топлива на ТЭС можно осуществить по следующей схеме:

1. По заданным характеристикам ОПРТ энергоблоков станции $b_i=f(P_i)$ произвести их суммирование и получить эквивалентную характеристику ОПРТ ТЭС $b_c = f(P_c)$.
2. Для рассматриваемой нагрузки электростанции на эквивалентной характеристике ОПРТ ТЭС определяется b_c по значению P_c .
3. На характеристике ОПРТ каждого энергоблока на основании принципа равенства относительных приростов расхода топлива (4.4) отыскиваются мощности $P_1, P_2, \dots, P_m$, соответствующие значению P_c и обеспечивающие оптимальное покрытие заданной нагрузки.

Пункт 1 выполняется следующим образом (см. рис. 2.1).

Первая точка суммарной характеристики – это точка с координатами: $[P_{Cmin} = P_{1min} + P_{2min} + P_{3min}; b_{Cmin}]$, где b_{Cmin} – наименьшее значение относительного прироста расхода топлива из всех блоков. Далее задаются значением $b_c^{(1)}$ и проводят прямую, параллельную оси абсцисс, по всем трём графикам до пересечения с ними. Полученные значения $P_1^{(1)}, P_2^{(1)}$, и $P_3^{(1)}$ суммируются, в результате чего определяется $P_c^{(1)}$:

$$P_c^{(1)} = P_1^{(1)} + P_2^{(1)} + P_3^{(1)}.$$

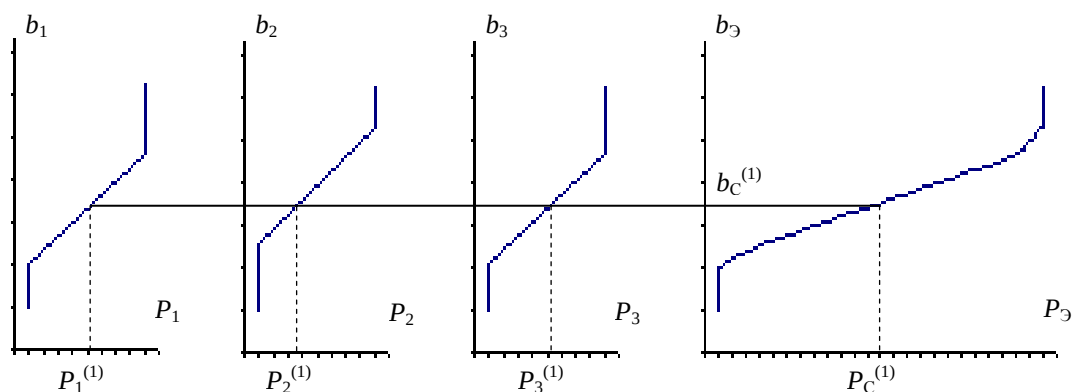


Рис. 2.1

На эквивалентной характеристике ОПРТ ТЭС таким образом получена точка с координатами $[P_c^{(1)}; b_c^{(1)}]$. Повторяют эту операцию, задаваясь значениями $b_c^{(2)}, b_c^{(3)}$, до получения

$$P_{Cmax} = P_{1max} + P_{2max} + P_{3max}.$$

Построив суммарную характеристику ОПРТ ТЭС, можно теперь, отложив на оси активных мощностей P_c , определить b_c и по нему обратным ходом получить P_1, P_2, P_3 , то есть выполнить пункты 2 и 3.

2.3. Выбор оптимального состава работающих агрегатов ТЭС

Пусть на электростанции работают три агрегата. Нагрузка станции в момент времени t распределяется между агрегатами по равенству их относительных приростов:

$$b_1 = b_2 = b_3 = b_C,$$

которым соответствуют мощности P_1, P_2, P_3 . Имея для останавливаемого агрегата (например, для агрегата 1) расход топлива в исходном режиме:

$$B_1 = B_{1XX} + \int_0^{P_1} b_1 dP$$

и соответственно изменения расходов на оставшихся в работе агрегатах:

$$\Delta B_2 = \int_{P_2}^{P_2'} b_2 dP,$$

$$\Delta B_3 = \int_{P_3}^{P_3'} b_3 dP,$$

целесообразность останова первого агрегата на время τ с учетом снятия расхода на его собственные нужды B_{1CH} определим из равенства:

$$\Delta B = (B_1 + B_{1CH})\tau - (\Delta B_2 + \Delta B_3)\tau - B_{1II}(\tau) \geq 0,$$

или

$$\Delta B = (B_{1XX} + \int_0^{P_1} b_1 dP + B_{1CH})\tau - (\int_{P_2}^{P_2'} b_2 dP + \int_{P_3}^{P_3'} b_3 dP)\tau - B_{1II}(\tau) \geq 0,$$

где B_{1II} – расход на пуск агрегата, отключенного на время τ .

Считая линейными зависимости $b_2 = f(P_2)$ и $b_3 = f(P_3)$ в пределах $P_2 \div P_2'$ и $P_3 \div P_3'$, для суммы $(\Delta B_2 + \Delta B_3)$ имеем:

$$\begin{aligned} \Delta B_2 + \Delta B_3 &\approx \frac{b_C + b'_C}{2} (P_2' - P_2) + \frac{b_C + b'_C}{2} (P_3' - P_3) = \\ &= \frac{b_C + b'_C}{2} (\Delta P_2 + \Delta P_3) = \frac{b_C + b'_C}{2} P_1 \end{aligned}$$

Это выражение можно упростить, если считать, что останов одного агрегата существенно не влияет на относительный прирост системы, т.е. $b_C = b'_C$:

$$\Delta B_2 + \Delta B_3 \approx b_C P_1$$

С учетом $\Delta B_2 + \Delta B_3 \approx b_C P_1$ выражение

$$\Delta B = (B_{1XX} + \int_0^{P_1} b_1 dP + B_{1CH})\tau - (\int_0^{P'_2} b_2 dP + \int_0^{P'_3} b_3 dP)\tau - B_{1П}(\tau) \geq 0$$

можно представить как:

$$\Delta B = (B_{1XX} + \int_0^{P_1} b_1 dP + P_{1CH} \gamma_1)\tau - b_C P_1 \tau - B_{1П}(\tau) \geq 0,$$

где γ_1 – удельный расход топлива на ТЭС.

Аналогично условием пуска этого агрегата являются:

$$\Delta B = b_C P_1 \tau + B_{1П}(\tau) - (B_{1XX} + \int_0^{P_1} b_1 dP + P_{1CH} \gamma_1)\tau \geq 0.$$

По этим выражениям можно определить максимальное время останова агрегата τ_{max} или максимальную мощность останавливаемого агрегата P_{max} . Эти выражения являются приближенными из-за неучёта в них повышенных расходов топлива при наборе мощности агрегата, длящегося часами, снижения надежности работы энергосистемы при пусках и остановах агрегатов. Тем не менее, они, при допущении линейной зависимости пусковых расходов $B_{П}$ от времени простоя агрегатов τ (что приводит задачу выбора состава оборудования к задаче почасовой оптимизации) легли в основу практических алгоритмов. Действительно, деля все члены выражения

$$\Delta B = b_C P_1 \tau + B_{1П}(\tau) - (B_{1XX} + \int_0^{P_1} b_1 dP + P_{1CH} \gamma_1)\tau \geq 0 \quad \text{на } \tau \text{ и имея}$$

$$\frac{B_{П}(\tau)}{\tau} = B_{П}^{(0)},$$

получаем критерий останова агрегата:

$$\Delta B_0 = B_{1XX} + \int_0^{P_1} b_1 dP + P_{1CH} \gamma_1 - b_C P_1 - B_{П}^{(0)} \geq 0,$$

который теперь не зависит от времени простоя.

Таким образом, следует, что ΔB_0 – почасовая экономия расхода топлива от останова агрегата – является функцией только относительного прироста системы и не зависит от ее суммарной мощности. Это позволяет построить зависимости

$$\Delta B_0 = f(b_c)$$

для каждого агрегата и по точке пересечения данной кривой с осью абсцисс (эта точка называется критическим относительным приростом) судить об экономичности останова рассматриваемого агрегата в каждом часе. Основными недостатками указанного алгоритма являются необходимость многократных расчетов оптимальных режимов энергосистемы в каждом

интервале цикла оптимизации и итеративный характер учета сетевого фактора.

В ТГТУ был разработан алгоритм оптимизации состава работающего оборудования электростанций энергосистемы с учетом основных режимных и технологических ограничений и сетевого фактора.

Алгоритм решения состоит из двух основных этапов. На первом этапе по известным ХОП отдельных агрегатов и их сочетаний строятся обобщенные ХОП электростанций, отражающие зависимость оптимального состава включенных агрегатов от нагрузок с учетом пусковых расходов на переход от одного состава агрегатов к следующему. На втором этапе производится произвольное оптимальное распределение графика нагрузок системы между электростанциями на основе полученных обобщенных ХОП (рис.3.1), которые целесообразно построить заранее, что резко сокращает затраты времени при оперативных расчетах.

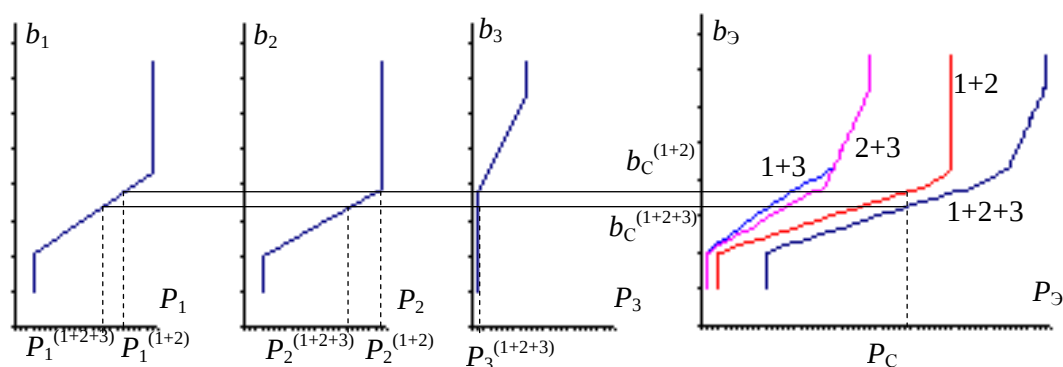
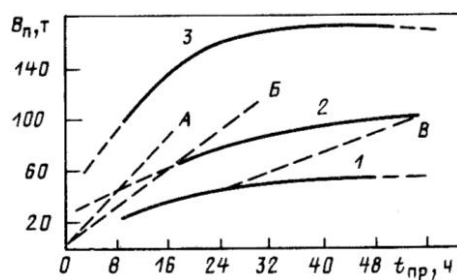


Рис. 2.2.

Таким образом, при наличии обобщенных ХОПРТ электростанций выбор состава работающего оборудования в принципе осуществляется совмещением с обычной задачей оптимального распределения нагрузок энергосистемы.



1 – блок 150 МВт;
2 – блок 200 МВт;
3 – блок 300 МВт;
А, Б, В – спрямленные зависимости для времени простоя 8, 18, 56 ч.

Рис. 2.3. Зависимость пускового расхода условного топлива от времени простоя агрегата.

2.4. Оптимизация распределения активной нагрузки энергосистемы между ТЭС и ГЭС

Условие баланса мощностей в энергосистеме без учёта потерь активной мощности в сети запишется как

$$W = P_T + P_G - P_C,$$

где P_T, P_G, P_C – соответственно активные мощности ТЭС, ГЭС и нагрузки ЭЭС.

Для ГЭС с суточным циклом регулирования сумма часовых расходов воды $Q^{(t)}$ за сутки должна быть равна заданному суточному притоку воды $Q_{сут.прит.}$ к водохранилищу.

$$\sum_{t=1}^{24} Q^{(t)} = Q_{сут.прит.} = Q_{зад}.$$

Для определения минимума расхода условного топлива на генерируемую ТЭС и ГЭС электроэнергию при условии соблюдения баланса активных мощностей в сети и притока воды на ГЭС составим функцию Лагранжа в виде:

$$L = \sum_{t=1}^{24} B^{(t)}(P_T^{(t)}) + \sum_{t=1}^{24} \mu W^{(t)} + \lambda \left(\sum_{t=1}^{24} Q^{(t)}(P_G^{(t)}) - Q_{сут.} \right)$$

и, взяв частные производные от неё, приравняем их к нулю:

$$\frac{\partial L}{\partial P_T^{(t)}} = \frac{\partial B_T^{(t)}}{\partial P_T^{(t)}} + \mu^{(t)} = 0,$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_G^{(t)}} = \lambda \frac{\partial Q^{(t)}}{\partial P_G^{(t)}} + \mu^{(t)} = 0,$$

где

$$\frac{\partial W}{\partial P_G^{(t)}} = \frac{\partial W}{\partial P_T^{(t)}} = \mu^{(t)}.$$

Отсюда

$$-\mu^{(t)} = \frac{\partial B_T^{(t)}}{\partial P_T^{(t)}} = \lambda \frac{\partial Q^{(t)}}{\partial P_G^{(t)}}.$$

Тогда критерием оптимального распределения активной нагрузки энергосистемы между ТЭС и ГЭС является:

$$-\mu^{(t)} = b_T^{(t)} = \lambda q_G^{(t)}.$$

Величина λ носит название коэффициента Лагранжа и показывает какому количеству сэкономленного топлива ΔB соответствует увеличение на 1 м^3 пропускаемого через турбину ГЭС объёма воды. Таким образом, ГЭС

сводится к разряду ТЭС. Значение λ остаётся постоянным для всех расчётных часов.

Для определения значения λ можно воспользоваться методом подбора.

Задавшись некоторым достоверным значением λ и умножив его на ХОП расхода воды ГЭС, осуществляется распределение графика нагрузки энергосистемы между ТЭС и ГЭС. Затем, опираясь на полученные мощности ГЭС, найдём часовые расходы воды $Q^{(t)}$, сумма которых даст суточный расход $Q_{сут.}$

Если при этом заданный суточный расход воды ГЭС $Q_{зад}$ равен расчетному $Q_{сут.}$ с достаточной точностью ε , то дальнейшая коррекция не производится. В противном случае значение λ изменяется последовательно в большую сторону, если $Q_{сут.} > Q_{зад}$, и в меньшую сторону, если $Q_{сут.} < Q_{зад}$.

СОДЕРЖАНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЗАДАНИЙ

РАСЧЕТНОЕ ЗАДАНИЕ №1

ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АКТИВНОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ АГРЕГАТАМИ ТЭС ПРИ ЗАДАННОМ СОСТАВЕ РАБОТАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

1. Составить математическую модель оптимизации распределения активной нагрузки между энергоблоками ТЭС (записать целевую функцию, уравнения связи, ограничения равенства и неравенства, уравнение оптимального управления).
2. Записать расходные характеристики трех блоков ТЭС в виде полиномов типа (1), используя варианты исходных данных:

$$B_i(P_i) = a_{0i} + a_{1i}P_i + a_{2i}P_i^2. \quad (1)$$

$$B_1(P_1) = a_{01} + a_{11}P_1 + a_{21}P_1^2;$$

$$B_2(P_2) = a_{02} + a_{12}P_2 + a_{22}P_2^2;$$

$$B_3(P_3) = a_{03} + a_{13}P_3 + a_{23}P_3^2.$$

3. С помощью дифференцирования расходных характеристик по соответствующим мощностям агрегатов найти характеристики относительных приростов расхода топлива (ОПРТ) для трех блоков ТЭС. Записать их в виде (2):

$$b_i(P_i) = \frac{\partial B_i(P_i)}{\partial P_i} = a_{1i} + 2a_{2i}P_i. \quad (2)$$

$$b_1(P_1) = \frac{\partial B_1(P_1)}{\partial P_1} = a_{11} + 2a_{21}P_1;$$

$$b_2(P_2) = \frac{\partial B_2(P_2)}{\partial P_2} = a_{12} + 2a_{22}P_2;$$

$$b_3(P_3) = \frac{\partial B_3(P_3)}{\partial P_3} = a_{13} + 2a_{23}P_3.$$

4. Построить на миллиметровой бумаге расходные характеристики агрегатов $B_1(P_1)$, $B_2(P_2)$ и $B_3(P_3)$ и точно под ними характеристики относительных приростов расхода топлива блоков $b_1(P_1)$, $b_2(P_2)$ и $b_3(P_3)$.
5. Найти графически суммарную характеристику относительных приростов расхода топлива на ТЭС $b_C(P_C)$. Точно под ней построить суточный график нагрузки $P_C(t)$ согласно варианту задания.
6. Используя принцип равенства относительных приростов расхода топлива (ОПРТ), провести оптимизацию распределения активной нагрузки между

энергоблоками ТЭС на каждом интервале времени суток. Построить суточные графики нагрузки каждого блока электростанции $P_i(t)$.

7. Произвести для всех интервалов времени проверку

$$P_1(t) + P_2(t) + P_3(t) = P_C(t).$$

8. Определить оптимальный расход условного топлива для каждого блока и суммарный часовой расход топлива для ТЭС на каждом расчетном интервале времени. Построить суммарную расходную характеристику ТЭС $B_C(P_C)$.
9. Результаты расчетов оформить графически и в виде таблиц.

Таблица 1. Суммарная характеристика ОПРТ ТЭС.

b_C , т.у.т./МВт*ч						
P_C , МВт						

Таблица 2. Распределение мощности нагрузки между агрегатами ТЭС. Нагрузки блоков P_i и часовые расходы топлива B_i для каждого расчетного интервала времени.

Расчетное время суток		Интервал 1	Интервал 2	Интервал 3	Интервал 4	Интервал 5
P_C , МВт						
1 блок	P_1 , МВт					
	B_1 , т.у.т./ч					
2 блок	P_2 , МВт					
	B_2 , т.у.т./ч					
3 блок	P_3 , МВт					
	B_3 , т.у.т./ч					
B_C , т.у.т./ч						
$B_{C_{\text{шт}}}$, т.у.т.						
$B_{\text{сут}}$, т.у.т.						

РАСЧЕТНОЕ ЗАДАНИЕ №2

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА РАБОТАЮЩИХ АГРЕГАТОВ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

1. Используя результаты расчета и построения задания по оптимизации распределения активной нагрузки между агрегатами ТЭС, на графике $b_c(P_c)$ построить суммарные характеристики ОПРТ станции при отключении одного блока для всех возможных комбинаций состава работающих агрегатов (1+2; 1+3 и 2+3).

2. Определить оптимальный состав работающих агрегатов ТЭС при прохождении ночного провала графика нагрузки станции с учетом пусковых расходов топлива. Для этого:

а. Для каждого возможного интервала суток заполнить таблицу 3;

Таблица 3.

	Состав 1+2+3	Состав 1+2	Состав 1+3	Состав 2+3	Время простоя блока t_{np} , ч
P_c , МВт					
P_1 , МВт					
P_2 , МВт					
P_3 , МВт					
B_1 , т.у.т./ч					
B_2 , т.у.т./ч					
B_3 , т.у.т./ч					
B_c , т.у.т./ч					
$B_{\Sigma \text{ ннт}}$, т.у.т.					

б. Определить пусковые расходы топлива $B_{\text{пуск } i}$ отдельных агрегатов в зависимости от времени простоя блоков;

с. Рассчитать суммарный расход топлива на ТЭС за сутки для различных комбинаций состава работающего оборудования с учетом пусковых расходов:

$$B_{\Sigma k \text{ сут}} = \sum B_{Ck} \cdot t_{\text{ннт}} + B_{\text{пуск } k};$$

д. Выбрать оптимальный состав работающих агрегатов ТЭС при прохождении ночного провала графика нагрузки станции.

3. Показать графически и в табличной форме новые суточные графики нагрузки агрегатов ТЭС.

4. Для каждого состава работающих агрегатов ТЭС построить расходные характеристики ТЭС при оптимальном покрытии нагрузки.

РАСЧЕТНОЕ ЗАДАНИЕ №3

ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АКТИВНОЙ НАГРУЗКИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ МЕЖДУ ТЭС И ГЭС

1. Составить математическую модель оптимизации распределения активной нагрузки между ТЭС и ГЭС (записать целевую функцию, уравнения связи, ограничения равенства и неравенства, уравнение оптимизации).
2. Записать расходные характеристики эквивалентных ТЭС и ГЭС, заданных в виде полиномов второй степени:

$$B_i(P_i^T) = a_{0i}^T + a_{1i}^T P_i^T + a_{2i}^T (P_i^T)^2;$$

$$Q_i(P_i^F) = a_{0i}^F + a_{1i}^F P_i^F + a_{2i}^F (P_i^F)^2.$$

3. Рассчитать с шагом 10 МВт расходные характеристики ТЭС и ГЭС и результаты занести в таблицу 4:

Таблица 4

$P_{ТЭС}$, МВт						
$B_{ТЭС}$, т.у.т./ч						
$P_{ГЭС}$, МВт						
$Q_{ГЭС}$, м ³ /ч						

4. С помощью дифференцирования расходных характеристик по соответствующим мощностям ТЭС и ГЭС найти характеристику относительных приростов расхода топлива (ОПРТ) для ТЭС и характеристику относительных приростов расхода воды для ГЭС:

$$b_i(P_i^T) = \frac{\partial B_i(P_i^T)}{\partial P_i^T} = a_{1i}^T + 2a_{2i}^T P_i^T;$$

$$q_i(P_i^F) = \frac{\partial Q_i(P_i^F)}{\partial P_i^F} = a_{1i}^F + 2a_{2i}^F P_i^F.$$

5. Рассчитать с шагом 10 МВт характеристику относительных приростов расхода топлива ТЭС и характеристику относительных приростов расхода воды ГЭС. Результаты занести в таблицу 5:

Таблица 5

$P_{ТЭС}$, МВт						
$b_{ТЭС}$, т.у.т./МВт*ч						
$P_{ГЭС}$, МВт						
$q_{ГЭС}$, м ³ /МВт*ч						

6. Построить на миллиметровой бумаге расходные характеристики $B(P)$, $Q(P)$ и точно под ними характеристику относительных приростов расхода топлива $b(P)$ ТЭС и характеристику относительных приростов расхода воды $q(P)$ ГЭС.

7. Построить суточный график нагрузки $P_C(t)$ согласно варианту задания.

8. Используя принцип равенства относительных приростов расхода топлива (ОПРТ) с учетом топливного эквивалента расхода воды, и, принимая во внимание интегральные ограничения по расходу воды, найти итерационным методом суточные графики нагрузки эквивалентных ТЭС и ГЭС $P_i(t)$.

9. Определить суммарный расход условного топлива для ТЭС и суммарный расход воды для ГЭС за сутки и среднесуточный расход топлива для ТЭС и среднесуточный расход воды для ГЭС.

Результаты расчетов занести в таблицу 6.

Таблица 6

t, час	1	2	24
P_G , МВт			
Q_G , м ³ /ч			
P_T , МВт			
V_T , т.у.т./ч			

Окончательное значение $\lambda =$

Максимальный небаланс воды $\Delta Q\% =$

Литература:

1. Сытдыков Р.А., Радионова О.В. Конспект лекций по курсу «АСУ и оптимизация режимов электрических станций и систем» / Т.: ТашГТУ, 2014. – 160 с.
2. Фазылов Х.Ф., Насыров Т.Х. Установившиеся режимы энергосистем и их оптимизация: Учебник. – Ташкент: Молия, 1999. – 370 с.
3. Насиров Т.Х., Гайибов Т.Ш. Теоретические основы оптимизации режимов энергосистем. – Т.: Fan va texnologiya, 2014. – 184 с.
4. Аракелян Э.К., Пикина Г.А. Оптимизация и оптимальное управление: Учебное пособие. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 356 с.
5. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Под ред. Ю.Н. Руденко и В.А. Семенова. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 648 с.
6. Электротехнический справочник: Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии./ Под общ. ред. профессоров МЭИ. – М.: Издательство МЭИ, 2004, 964 с.
7. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. / Под ред. А.Ф.Дьякова. М.: ЭНАС, 2000.
8. Веников В.А. и др. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.
9. P.S.R. Murty. Operation and Control in Power Systems. – BS Publications 4-4-309, Giriraj Lane, Sultan Bazar, Hiderabad – 500 095 A.P., 2008. – 410p.
10. Kolcun M., Griger V., Muhlbacher J. Electric power system operation control. - Bratislava: Mercury-Smecal, 2004. - p.299.
11. www.ziyo.net
12. www.uzenergy.uzpak.uz
13. www.rtsoft.ru
14. www.s-avtomatika.ru
15. www.asutp.ru

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Варианты исходных данных
Таблица П-1. Варианты исходных данных по энергоблокам ТЭС.

№ вар	№ блока	Расходные характеристики			Мощность блока, МВт	
		A0	A1	A2	P _{мин}	P _{мах}
1	1	4,69	0,308	0,00067	75	190
	2	4,83	0,296	0,00079	80	200
	3	6,32	0,302	0,00022	120	280
2	1	4,67	0,292	0,00065	90	200
	2	4,86	0,303	0,00072	85	200
	3	6,48	0,293	0,00030	110	290
3	1	6,08	0,288	0,00028	125	280
	2	6,29	0,295	0,00023	130	300
	3	4,69	0,308	0,00067	100	200
4	1	3,68	0,263	0,00082	70	160
	2	3,54	0,271	0,00081	75	150
	3	4,69	0,308	0,00067	90	190
5	1	4,29	0,285	0,00073	95	200
	2	4,83	0,296	0,00079	90	180
	3	6,54	0,301	0,00021	130	290
6	1	3,78	0,288	0,00087	80	150
	2	3,69	0,278	0,00077	75	155
	3	4,83	0,296	0,00079	90	190
7	1	3,68	0,283	0,00082	80	160
	2	6,54	0,301	0,00021	100	290
	3	6,29	0,295	0,00023	105	300
8	1	3,72	0,268	0,00087	85	160
	2	3,59	0,253	0,00080	90	160
	3	6,42	0,310	0,00019	120	290
9	1	6,54	0,301	0,00021	140	280
	2	6,29	0,295	0,00023	135	300
	3	4,69	0,308	0,00067	80	190
10	1	3,72	0,288	0,00087	75	160
	2	3,68	0,273	0,00082	80	150
	3	4,83	0,296	0,00079	110	200

№ вар	№ блока	Расходные характеристики			Мощность блока, МВт	
		A0	A1	A2	Р _{мин}	Р _{мах}
11	1	4,7	0,304	0,00067	85	190
	2	4,83	0,296	0,00079	90	200
	3	6,34	0,300	0,00022	100	280
12	1	4,67	0,292	0,00065	100	200
	2	4,86	0,303	0,00072	95	200
	3	6,48	0,293	0,00030	90	290
13	1	6,08	0,288	0,00028	105	280
	2	6,29	0,295	0,00023	100	300
	3	4,69	0,308	0,00067	90	200
14	1	3,68	0,263	0,00082	80	160
	2	3,54	0,271	0,00081	75	150
	3	4,69	0,308	0,00067	90	190
15	1	4,29	0,285	0,00073	100	200
	2	4,83	0,296	0,00079	90	180
	3	6,54	0,301	0,00021	100	300
16	1	3,78	0,288	0,00087	90	150
	2	3,69	0,278	0,00077	100	160
	3	4,83	0,296	0,00079	90	190
17	1	3,68	0,283	0,00082	80	160
	2	6,54	0,301	0,00021	100	290
	3	6,29	0,295	0,00023	105	300
18	1	3,72	0,268	0,00087	85	160
	2	3,59	0,253	0,00080	90	160
	3	6,42	0,310	0,00019	100	290
19	1	6,54	0,301	0,00021	100	280
	2	6,29	0,295	0,00023	105	300
	3	4,69	0,308	0,00067	80	190
20	1	3,72	0,288	0,00087	85	160
	2	3,68	0,273	0,00082	80	150
	3	4,83	0,296	0,00079	90	200

Таблица П-2. Суточные графики нагрузки электрической станции.

Вариант 1	Интервал суток, ч	0 - 6	6 - 14	14 - 20	20 - 22	22 - 24
	P _С , МВт	330	520	580	640	390
Вариант 2	Интервал суток, ч	0 - 6	6 - 11	11 - 18	18 - 21	21 - 24
	P _С , МВт	360	500	590	630	400
Вариант 3	Интервал суток, ч	0 - 4	4 - 10	10 - 18	18 - 22	22 - 24
	P _С , МВт	350	480	670	730	460
Вариант 4	Интервал суток, ч	0 - 6	6 - 10	10 - 19	19 - 22	22 - 24
	P _С , МВт	290	460	480	450	320
Вариант 5	Интервал суток, ч	0 - 8	8 - 16	16 - 18	18 - 22	22 - 24
	P _С , МВт	320	580	600	670	440
Вариант 6	Интервал суток, ч	0 - 6	6 - 12	12 - 20	20 - 22	22 - 24
	P _С , МВт	280	420	480	440	350
Вариант 7	Интервал суток, ч	0 - 6	6 - 11	11 - 18	18 - 21	21 - 24
	P _С , МВт	340	500	660	700	380
Вариант 8	Интервал суток, ч	0 - 4	4 - 10	10 - 19	19 - 22	22 - 24
	P _С , МВт	310	460	540	570	340
Вариант 9	Интервал суток, ч	0 - 5	5 - 10	10 - 18	18 - 22	22 - 24
	P _С , МВт	340	480	630	660	420
Вариант 10	Интервал суток, ч	0 - 7	7 - 15	15 - 18	18 - 21	21 - 24
	P _С , МВт	310	380	440	470	350
Вариант 11	Интервал суток, ч	0 - 5	5 - 12	12 - 18	18 - 21	21 - 24
	P _С , МВт	330	520	580	540	420
Вариант 12	Интервал суток, ч	0 - 6	6 - 13	13 - 18	18 - 21	21 - 24
	P _С , МВт	360	500	590	610	410
Вариант 13	Интервал суток, ч	0 - 4	4 - 10	10 - 18	18 - 22	22 - 24
	P _С , МВт	350	480	670	700	390

Вариант 14	Интервал суток, ч	0 - 6	6 - 10	10 - 19	19 - 22	22 - 24
	P _C , МВт	300	460	480	430	320
Вариант 15	Интервал суток, ч	0 - 8	8 - 16	16 - 18	18 - 22	22 - 24
	P _C , МВт	320	580	600	570	440
Вариант 16	Интервал суток, ч	0 - 6	6 - 12	12 - 20	20 - 22	22 - 24
	P _C , МВт	330	420	480	440	350
Вариант 17	Интервал суток, ч	0 - 6	6 - 11	11 - 18	18 - 21	21 - 24
	P _C , МВт	320	500	660	690	380
Вариант 18	Интервал суток, ч	0 - 4	4 - 10	10 - 19	19 - 22	22 - 24
	P _C , МВт	310	460	540	570	340
Вариант 19	Интервал суток, ч	0 - 5	5 - 10	10 - 18	18 - 22	22 - 24
	P _C , МВт	340	480	600	630	420
Вариант 20	Интервал суток, ч	0 - 7	7 - 15	15 - 18	18 - 21	21 - 24
	P _C , МВт	320	380	440	470	400
Вариант 21	Интервал суток, ч	0 - 6	6 - 14	14 - 20	20 - 22	22 - 24
	P _C , МВт	310	520	580	640	340
Вариант 22	Интервал суток, ч	0 - 6	6 - 11	11 - 18	18 - 21	21 - 24
	P _C , МВт	320	500	590	630	370
Вариант 23	Интервал суток, ч	0 - 4	4 - 10	10 - 18	18 - 22	22 - 24
	P _C , МВт	320	480	670	730	380
Вариант 24	Интервал суток, ч	0 - 6	6 - 10	10 - 19	19 - 22	22 - 24
	P _C , МВт	260	460	480	450	290
Вариант 25	Интервал суток, ч	0 - 8	8 - 16	16 - 18	18 - 22	22 - 24
	P _C , МВт	320	560	600	670	360

Таблица П-3. Варианты исходных данных по ТЭС и ГЭС.

№ вар	Расходные характеристики ТЭС и ГЭС				График нагрузки ЭЭС (Р, МВт)				Расход воды, м ³ /ч	Начал. значение
		а ₀	а ₁	а ₂	Р ₁	Р ₂	Р ₃	Р ₄	Q ₃	λ ⁽⁰⁾
1	ГЭС	100	0,05	0,003	400	600	800	500	300	1,3
	ТЭС	60	0,05	0,003						
2	ГЭС	120	0,09	0,005	400	600	800	500	350	0,8
	ТЭС	80	0,10	0,002						
3	ГЭС	140	0,15	0,005	450	700	900	500	400	1,2
	ТЭС	100	0,20	0,003						
4	ГЭС	100	0,05	0,003	430	580	750	480	300	1,3
	ТЭС	60	0,05	0,003						
5	ГЭС	100	0,05	0,003	420	550	770	510	300	1,3
	ТЭС	60	0,05	0,003ë						
6	ГЭС	120	0,09	0,005	380	570	780	450	350	0,8
	ТЭС	80	0,10	0,002						
7	ГЭС	120	0,09	0,005	420	590	480	450	350	0,8
	ТЭС	80	0,10	0,002						
8	ГЭС	120	0,09	0,005	410	550	710	450	350	0,8
	ТЭС	80	0,10	0,002						
9	ГЭС	140	0,15	0,005	450	700	900	500	400	1,2
	ТЭС	100	0,20	0,003						
10	ГЭС	140	0,15	0,005	470	690	850	430	400	1,2
	ТЭС	100	0,20	0,003						
11	ГЭС	140	0,15	0,005	430	650	820	490	400	1,2
	ТЭС	100	0,20	0,003						
12	ГЭС	160	0,20	0,006	500	700	900	450	400	1,6
	ТЭС	120	0,20	0,004						
13	ГЭС	160	0,20	0,006	480	670	850	470	400	1,6
	ТЭС	120	0,20	0,004						
14	ГЭС	160	0,20	0,006	450	800	870	440	400	1,6
	ТЭС	120	0,20	0,004						

15	ГЭС ТЭС	170 140	0,25 0,20	0,006 0,003	500	800	900	600	450	2,0
16	ГЭС ТЭС	170 140	0,25 0,20	0,006 0,005	470	770	860	590	450	2,0
17	ГЭС ТЭС	170 140	0,25 0,20	0,006 0,005	480	800	890	610	450	2,0
18	ГЭС ТЭС	160 160	0,20 0,25	0,006 0,005	600	800	1000	500	450	2,3
19	ГЭС ТЭС	160 160	0,20 0,25	0,006 0,005	580	760	970	490	450	2,3
20	ГЭС ТЭС	160 160	0,20 0,25	0,006 0,005	550	790	950	470	450	2,3
21	ГЭС ТЭС	100 80	0,05 0,10	0,003 0,002	400	600	800	500	300	1,0
22	ГЭС ТЭС	100 80	0,05 0,10	0,003 0,002	390	570	750	490	450	1,0
23	ГЭС ТЭС	100 80	0,05 0,10	0,003 0,002	420	610	790	470	450	1,0
24	ГЭС ТЭС	120 60	0,09 0,05	0,005 0,003	400	600	800	500	450	1,4
25	ГЭС ТЭС	120 60	0,09 0,05	0,005 0,003	420	580	790	480	300	1,4

Расходные характеристики ТЭС и ГЭС заданы в виде полиномов второй степени:

$$B_T = a_0 + a_1 P_T + a_2 P_T^2 ;$$

$$Q_G = a_0 + a_1 P_G + a_2 P_G^2 .$$

График нагрузки энергосистемы разбит на четыре равных интервала (для облегчения расчетов).

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Пример расчета.

1. Исходные данные для оптимизации режима ТЭС.

Данные по энергоблокам ТЭС.

№ блока	Расходные характеристики			Мощность блока, МВт	
	A0	A1	A2	P _{мин}	P _{мах}
1	6,03	0,3033189	0,00066378	100	280
2	5,00	0,3444444	0,00049383	90	300
3	8,00	0,22	0,000128	100	200

Суточный график активной нагрузки ТЭС.

Интервал суток, ч	0 - 4	4 - 10	10 - 18	18 - 22	22 - 24
P _C , МВт	350	480	670	700	460

2. Исходные данные по ТЭС и ГЭС для оптимизации режима гидротепловой системы.

№	Расходные характеристики				График нагрузки ЭЭС, МВт				Расход воды	Начал. значения
		a ₀	a ₁	a ₂	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	Q ₃ , м ³	λ ⁽⁰⁾
1	ГЭС	120	0,09	0,005	440	590	450	450	8400	0,8
2	ТЭС	80	0,1	0,002						

3. Оптимальное распределение активной нагрузки между агрегатами ТЭС при заданном составе работающих агрегатов

1. Составляем математическую модель оптимизации распределения активной нагрузки между агрегатами ТЭС. Задача оптимального распределения мощности между энергоблоками ТЭС заключается в поиске минимума расхода топлива станции.

Целевая функция модели оптимизации представляется в виде:

$$F = B_C = \sum_{i=1}^n B_i(P_i) = B_1(P_1) + B_2(P_2) + \dots + B_n(P_n) \rightarrow \min.$$

Для рассматриваемой станции, состоящей из трех энергоблоков:

$$B_C = B_1(P_1) + B_2(P_2) + B_3(P_3) \rightarrow \min.$$

$$B_C = 6.03 + 0.3033189P_1 + 0.00066378P_1^2 + 5 + 0.3444444P_2 + 0.00049383P_2^2 + 8 + 0.22P_2 + 0.00128P_3^2 = 19.03 + 0.3033189P_1 + 0.00066378P_1^2 + 0.3444444P_2 + 0.00049383P_2^2 + 0.22P_2 + 0.00128P_3^2 \rightarrow \min$$

Уравнения связи (зависимость расхода топлива от выдаваемой мощности):

$$B_i(P_i) = a_{0i} + a_{1i}P_i + a_{2i}P_i^2$$

$$\begin{cases} B_1(P_1) = a_{01} + a_{11}P_1 + a_{21}P_1^2 \\ B_2(P_2) = a_{02} + a_{12}P_2 + a_{22}P_2^2 \\ B_3(P_3) = a_{03} + a_{13}P_3 + a_{23}P_3^2 \end{cases}$$

$$\begin{cases} B_1(P_1) = 6.03 + 0.3033189P_1 + 0.00066378P_1^2 \\ B_2(P_2) = 5 + 0.34444444P_2 + 0.00049383P_2^2 \\ B_3(P_3) = 8 + 0.22P_3 + 0.00128P_3^2 \end{cases}$$

Ограничения:

- ограничения-неравенства на допустимые пределы изменения мощности блоков (регулируемый диапазон):

$$P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max}$$

$$\begin{cases} P_1^{\min} \leq P_1 \leq P_1^{\max} \\ P_2^{\min} \leq P_2 \leq P_2^{\max} \\ P_3^{\min} \leq P_3 \leq P_3^{\max} \end{cases}$$

$$\begin{cases} 100 \leq P_1 \leq 280 \\ 90 \leq P_2 \leq 300 \\ 100 \leq P_3 \leq 200 \end{cases}$$

- ограничения-равенства на суммарную активную нагрузку блоков, которая должна быть равна заданной P_C :

$$P_C = \sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + \dots + P_n .$$

Заданный суточный график нагрузки состоит из пяти интервалов, на каждом из которых необходимо оптимально распределить нагрузку между тремя энергоблоками станции. Поэтому ограничения по балансу мощности:

$$\begin{cases} 350 = P_1^I + P_2^I + P_3^I \\ 480 = P_1^{II} + P_2^{II} + P_3^{II} \\ 670 = P_1^{III} + P_2^{III} + P_3^{III} \\ 700 = P_1^{IV} + P_2^{IV} + P_3^{IV} \\ 460 = P_1^V + P_2^V + P_3^V \end{cases}$$

Уравнение управления:

$$b_1(P_1) = b_2(P_2) = b_3(P_3) = b_C(P_C) = idem.$$

2. Запишем расходные характеристики трех блоков ТЭС в виде полиномов вида:

$$B_i(P_i) = a_{0i} + a_{1i}P_i + a_{2i}P_i^2$$

$$B_1(P_1) = 6.03 + 0.3033189P_1 + 0.00066378P_1^2$$

$$B_2(P_2) = 5 + 0.34444444P_2 + 0.00049383P_2^2$$

$$B_3(P_3) = 8 + 0.22P_3 + 0.00128P_3^2$$

3. С помощью дифференцирования расходных характеристик по соответствующим мощностям агрегатов найдем характеристики относительных приростов расхода топлива (ОПРТ) для каждого из трех блоков ТЭС:

$$b_i(P_i) = \frac{\partial B_i(P_i)}{\partial P_i} = a_{1i} + 2a_{2i}P_i$$

$$b_1(P_1) = 0.3033189 + 2 \cdot 0.00066378 \cdot P_1 = 0.3033189 + 0.001328 \cdot P_1$$

$$b_2(P_2) = 0.34444444 + 2 \cdot 0.00049383 \cdot P_2 = 0.34444444 + 0.000988 \cdot P_2$$

$$b_3(P_3) = 0.22 + 2 \cdot 0.00128 \cdot P_3 = 0.22 + 0.00256 \cdot P_3$$

4. Построим на миллиметровой бумаге расходные характеристики агрегатов $B_1(P_1)$, $B_2(P_2)$ и $B_3(P_3)$ и точно под ними характеристики относительных приростов расхода топлива блоков $b_1(P_1)$, $b_2(P_2)$ и $b_3(P_3)$.

Для этого рассчитаем с шагом 10 МВт расходные характеристики энергоблоков ТЭС и характеристики относительных приростов расхода топлива.

Таблица 3-1

P_1 , МВт	B_1 , т.у.т./ч	P_2 , МВт	B_2 , т.у.т./ч	P_3 , МВт	B_3 , т.у.т./ч	P_1 , МВт	b_1 , т.у.т./МВт·ч	P_1 , МВт	b_2 , т.у.т./МВт·ч	P_1 , МВт	b_3 , т.у.т./МВт·ч
100	42.99999	90	40.00002	100	42	100	0.383334	90	0.383334	100	0.383334
105	45.19696	95	42.17903	105	44.33	100	0.436075	90	0.433334	100	0.46
110	47.42712	100	44.38274	110	46.72	280	0.675036	300	0.640742	200	0.7
115	49.69047	105	46.61114	115	49.17	280	0.75	300	0.75	200	0.75
120	51.987	110	48.86423	120	51.68						
125	54.31673	115	51.14201	125	54.25						
130	56.67964	120	53.44448	130	56.88						
135	59.07575	125	55.77164	135	59.57						
140	61.50504	130	58.1235	140	62.32						
145	63.96752	135	60.50005	145	65.13						
150	66.46319	140	62.90128	150	68						
155	68.99205	145	65.32721	155	70.93						
160	71.5541	150	67.77784	160	73.92						
165	74.14933	155	70.25315	165	76.97						
170	76.77776	160	72.75315	170	80.08						
175	79.43937	165	75.27785	175	83.25						
180	82.13418	170	77.82724	180	86.48						
185	84.86217	175	80.40131	185	89.77						
190	87.62335	180	83.00008	190	93.12						
195	90.41772	185	85.62355	195	96.53						
200	93.24528	190	88.2717	200	100						
205	96.10603	195	90.94454								

210	98.99997	200	93.64208
215	101.9271	205	96.36431
220	104.8874	210	99.11123
225	107.8809	215	101.8828
230	110.9076	220	104.6791
235	113.9675	225	107.5001
240	117.0606	230	110.3458
245	120.1868	235	113.2162
250	123.3463	240	116.1113
255	126.5389	245	119.031
260	129.7647	250	121.9755
265	133.0238	255	124.9446
270	136.316	260	127.9385
275	139.6414	265	130.957
280	142.9999	270	134.0002
		275	137.0681
		280	140.1607
		285	143.278
		290	146.42
		295	149.5867
		300	152.778

5. Найдем графически суммарную характеристику относительных приростов расхода топлива на ТЭС $b_c(P_c)$. Точно под ней построим суточный график нагрузки $P_c(t)$ согласно варианту задания.

Суммарная характеристика ОПРТ ТЭС. Таблица 3-2

b_c , т.у.т./МВт·ч	$P_c = P_1 + P_2 + P_3$, МВт
0.383334	290
0.433334	290
0.438334	296.764
0.443334	305.5928
0.448334	314.4216
0.453334	323.2504
0.458334	332.0791
0.463334	342.297
0.468334	353.2091
0.473334	364.1212
0.478334	375.0333
0.483334	385.9454
0.488334	396.8576
0.493334	407.7697
0.498334	418.6818
0.503334	429.5939
0.508334	440.506
0.513334	451.4181
0.518334	462.3302
0.523334	473.2423
0.528334	484.1545
0.533334	495.0666

0.538334	505.9787
0.543334	516.8908
0.548334	527.8029
0.553334	538.715
0.558334	549.6271
0.563334	560.5392
0.568334	571.4514
0.573334	582.3635
0.578334	593.2756
0.583334	604.1877
0.588334	615.0998
0.593334	626.0119
0.598334	636.924
0.603334	647.8361
0.608334	658.7482
0.613334	669.6604
0.618334	680.5725
0.623334	691.4846
0.628334	702.3967
0.633334	713.3088
0.638334	724.2209
0.643334	732.5093
0.648334	738.3589
0.653334	744.2085
0.658334	750.0582
0.663334	755.9078
0.668334	761.7575
0.673334	767.6071
0.678334	770.9724
0.683334	773.0558
0.688334	775.1391
0.693334	777.2224
0.698334	779.3058
0.703334	780
0.748334	780

6. Используя принцип равенства относительных приростов расхода топлива (ОПРТ), найдем суточные графики нагрузки каждого блока станции $P_i(t)$.

Таблица 3-3. Распределение мощности нагрузки между агрегатами ТЭС.

Расчетное время	Интервал 1	Интервал 2	Интервал 3	Интервал 4	Интервал 5
	0 - 4	4 - 10	10 - 18	18 - 22	22 - 24
P_C , МВт	350	480	670	700	460
P_1 , МВт	123.1918	168.0612	233.6396	243.994	161.1582
P_2 , МВт	123.9485	184.2596	272.4065	286.3245	174.9809
P_3 , МВт	102.8597	127.6793	163.9539	169.6815	123.8609

7. Произведем для всех интервалов времени проверку. На каждом интервале должен соблюдаться баланс мощности:

$$P_1(t) + P_2(t) + P_3(t) = P_C(t).$$

$$1) 123.1918 + 123.9485 + 102.8597 = 350 \text{ МВт}$$

$$2) 168.0612 + 184.2596 + 127.6793 = 480 \text{ МВт}$$

$$3) 233.6396 + 272.4065 + 163.9539 = 670 \text{ МВт}$$

$$4) 243.994 + 286.3245 + 169.6815 = 700 \text{ МВт}$$

$$5) 161.1582 + 174.9809 + 123.8609 = 460 \text{ МВт}$$

8. Определим оптимальный часовой расход условного топлива для каждого блока и суммарный часовой расход топлива для ТЭС на каждом расчетном интервале времени:

Таблица 3-4. Нагрузки блоков P_i и часовые расходы топлива B_i для каждого расчетного интервала времени.

Расчетное время суток		Интервал 1	Интервал 2	Интервал 3	Интервал 4	Интервал 5
		0 - 4	4 - 10	10 - 18	18 - 22	22 - 24
P_C , МВт		350	480	670	700	460
1 блок	P_1 , МВт	123.1918	168.0612	233.6396	243.994	161.1582
	B_1 , т.у.т./ч	53.47036	75.75461	113.1316	119.5552	72.1523
2 блок	P_2 , МВт	123.9485	184.2596	272.4065	286.3245	174.9809
	B_2 , т.у.т./ч	55.28019	85.23349	135.4737	144.1079	80.39145
3 блок	P_3 , МВт	102.8597	127.6793	163.9539	169.6815	123.8609
	B_3 , т.у.т./ч	43.32529	55.65182	76.32693	79.88011	53.65921
B_C , т.у.т./ч		152.0758	216.6399	324.9323	343.5432	206.203

Суммарный расход топлива каждого агрегата за сутки составил:

$$B_{\Sigma i} = \sum B_i \cdot t_{инт};$$

$$B_{1\Sigma} = 53.47036 \cdot 4 + 75.75461 \cdot 8 + 113.1316 \cdot 8 + 119.5552 \cdot 4 + 72.1523 \cdot 2 = 2195.988 \text{ т.у.т.}$$

$$B_{2\Sigma} = 55.28019 \cdot 4 + 85.23349 \cdot 8 + 135.4737 \cdot 8 + 144.1079 \cdot 4 + 80.3915 \cdot 2 = 2553.526 \text{ т.у.т.}$$

$$B_{3\Sigma} = 43.32529 \cdot 4 + 55.65182 \cdot 8 + 76.32693 \cdot 8 + 79.88011 \cdot 4 + 53.65921 \cdot 2 = 1544.667 \text{ т.у.т.}$$

Суммарный расход топлива на станции за сутки:

$$B_{\Sigma} = \sum B_C \cdot t_{инт}$$

$$B_{\Sigma} = 152.0758 \cdot 4 + 216.6399 \cdot 8 + 324.9323 \cdot 8 + 343.5432 \cdot 4 + 206.203 \cdot 2 = 6294.18 \text{ т.у.т.}$$

4. Выбор оптимального состава работающих агрегатов ТЭС при прохождении ночного провала графика нагрузки

1. Используя результаты расчета и построения задания 3, на графике $b_c(P_c)$ построим суммарные характеристики ОПРТ станции при отключении одного блока для всех возможных комбинаций состава работающих агрегатов (1+2, 1+3 и 2+3).
2. Определим оптимальный состав работающих агрегатов ТЭС при прохождении ночного провала графика нагрузки станции с учетом пусковых расходов топлива. Для этого:
 - 1) Для каждого интервала суток заполним таблицу 4-1.

Таблица 4-1. Нагрузки блоков P_i , часовые расходы топлива B_i и суммарный расход B_Σ для расчетного интервала времени.

Интервал 0 - 4; t = 4ч				
	Состав 1+2+3	Состав 1+2	Состав 1+3	Состав 2+3
P_c , МВт	350	350	350	350
P_1 , МВт	123.1918	167.0712	202.9964	0
P_2 , МВт	123.9485	182.9288	0	211.2241
P_3 , МВт	102.8597	0	147.0036	138.7759
B_1 , т.у.т./ч	53.47037	75.23409	94.95566	0
B_2 , т.у.т./ч	55.28018	84.53382	0	99.78752
B_3 , т.у.т./ч	43.3253	0	66.27289	61.64118
B_c , т.у.т./ч	152.0758	159.7679	161.2285	161.4287
B_Σ , т.у.т.	608.3034	639.0717	644.9142	645.7148
Интервал 4 - 10; t = 6ч				
	Состав 1+2+3	Состав 1+2	Состав 1+3	Состав 2+3
P_c , МВт	480	480	480	480
P_1 , МВт	168.0612	222.5285	280	0
P_2 , МВт	184.2595	257.4715	0	300
P_3 , МВт	127.6793	0	200	180
B_1 , т.у.т./ч	75.75462	106.3971	142.9999	0
B_2 , т.у.т./ч	85.23348	126.4214	0	152.778
B_3 , т.у.т./ч	55.65183	0	100	86.48
B_c , т.у.т./ч	216.6399	232.8185	242.9999	239.258
B_Σ , т.у.т.	1299.84	1396.911	1458	1435.548

Интервал 10 - 18; t = 8ч				
	Состав 1+2+3	Состав 1+2	Состав 1+3	Состав 2+3
P_c , МВт	670	670	670	670
P_1 , МВт	233.6396	0	0	0
P_2 , МВт	272.4065	0	0	0
P_3 , МВт	163.9539	0	0	0
B_1 , т.у.т./ч	113.1317	0	0	0
B_2 , т.у.т./ч	135.4737	0	0	0
B_3 , т.у.т./ч	76.32694	0	0	0
B_c , т.у.т./ч	324.9323	0	0	0
B_Σ , т.у.т.	2599.458	0	0	0

Интервал 18 - 22; t = 4ч				
	Состав 1+2+3	Состав 1+2	Состав 1+3	Состав 2+3
P_C , МВт	700	700	700	700
P_1 , МВт	243.994	0	0	0
P_2 , МВт	286.3244	0	0	0
P_3 , МВт	169.6815	0	0	0
B_1 , т.у.т./ч	119.5552	0	0	0
B_2 , т.у.т./ч	144.1079	0	0	0
B_3 , т.у.т./ч	79.88011	0	0	0
B_C , т.у.т./ч	343.5432	0	0	0
B_{Σ} , т.у.т.	1374.173	0	0	0
Интервал 22 - 24; t = 2ч				
	Состав 1+2+3	Состав 1+2	Состав 1+3	Состав 2+3
P_C , МВт	460	460	460	460
P_1 , МВт	161.1582	213.9966	273.8202	0
P_2 , МВт	174.9809	246.0034	0	289.154
P_3 , МВт	123.8609	0	186.1798	170.846
B_1 , т.у.т./ч	72.15231	101.337	138.8537	0
B_2 , т.у.т./ч	80.39145	119.62	0	145.8867
B_3 , т.у.т./ч	53.65921	0	90.55508	80.61212
B_C , т.у.т./ч	206.203	220.957	229.4088	226.4988
B_{Σ} , т.у.т.	412.4059	441.9139	458.8175	452.9976

2) Определим пусковые расходы топлива отдельных агрегатов в зависимости от времени простоя блоков, используя рисунок 2.3.

Таблица 4-2. Пусковые расходы топлива энергоблоков.

№ блока	Мощность блока, МВт	Время простоя, ч	Пусковые расходы, т.у.т.
1	300	12	121
2	300	12	121
3	200	12	57

3) Рассчитаем суммарный суточный расход топлива на ТЭС для различных комбинаций состава работающего оборудования с учетом пусковых расходов:

$$B_{\Sigma \kappa} = \sum B_{C \kappa} \cdot t_{\text{инт}} + B_{\text{пуск } \kappa};$$

$$B_{\Sigma 1+2+3} = \sum B_{C 1+2+3} \cdot t_{\text{инт}} + B_{\text{пуск } 0}$$

$$B_{\Sigma 1+2+3} = 152,0758 \cdot 4 + 216,6399 \cdot 6 + 324,9323 \cdot 8 + 343,5432 \cdot 4 + \\ + 206,203 \cdot 2 + 0 = 608,3034 + 1299,84 + 2599,458 + 1374,173 + \\ + 412,4059 + 0 = 6294,18 \text{ т.у.т.}$$

$$B_{\Sigma 1+2} = \sum B_{C 1+2} \cdot t_{инт} + B_{пуск 3}$$

$$B_{\Sigma 1+2} = 159,7679 \cdot 4 + 232,8185 \cdot 6 + 324,9323 \cdot 8 + 343,5432 \cdot 4 + 220,957 \cdot 2 + 57 = 639,0717 + 1396,911 + 2599,458 + 1374,173 + 441,9139 + 57 = 6508,5276 \text{ т.у.т.}$$

$$B_{\Sigma 1+3} = \sum B_{C 1+3} \cdot t_{инт} + B_{пуск 2}$$

$$B_{\Sigma 1+3} = 161,2285 \cdot 4 + 242,9999 \cdot 6 + 324,9323 \cdot 8 + 343,5432 \cdot 4 + 229,4088 \cdot 2 + 121 = 644,9142 + 1458 + 2599,458 + 1374,173 + 458,8175 + 121 = 6656,3625 \text{ т.у.т.}$$

$$B_{\Sigma 2+3} = \sum B_{C 2+3} \cdot t_{инт} + B_{пуск 1}$$

$$B_{\Sigma 2+3} = 161,4287 \cdot 4 + 239,258 \cdot 6 + 324,9323 \cdot 8 + 343,5432 \cdot 4 + 206,203 \cdot 2 + 121 = 645,7148 + 1435,548 + 2599,458 + 1374,173 + 452,9976 + 121 = 6628,8916 \text{ т.у.т.}$$

Запишем результаты расчетов в таблицу 4-3:

Таблица 4-3. Суточный расход топлива ТЭС при различном составе работающих агрегатов

Суммарное значение расхода топлива за сутки с учетом пусковых расходов останавливаемых агрегатов				
	1+2+3	1+2	1+3	2+3
В_{Σсут} , т.у.т.	6294,18	6508,5276	6656,3625	6628,8916

4) Выберем оптимальный состав работающих агрегатов ТЭС.

Из расчетов, проведенных в предыдущем пункте видно, что наиболее оптимальным составом является состав 1 + 2 + 3.

Вывод: *Оптимальным является состав 1+2+3, так как наименьший расход топлива за сутки получается при прохождении ночного провала графика нагрузки именно этим составом работающих агрегатов.*

5. Оптимизация распределения суточного графика нагрузки энергосистемы между ТЭС и ГЭС

1. Составляем математическую модель оптимизации распределения активной нагрузки энергосистемы между ТЭС и ГЭС.

Целевая функция:

$$\Phi = B_{\Sigma} = B^T_1(P^T_1) = 80 + 0,1 P^T_1 + 0,002 (P^T_1)^2 \rightarrow \min$$

Уравнения ограничения:

- равенства (баланс мощности в энергосистеме):

$$P_{\Sigma} = P_{ТЭС} + P_{ГЭС};$$

- неравенства (регулируемый диапазон электростанций)

$$100 \leq P^T_1 \leq 400;$$

$$100 \leq P^Г_1 \leq 400;$$

- интегральное ограничение по воде:

$$\text{суточный расход воды на ГЭС } Q_{\text{сут}} = 8400 \text{ м}^3.$$

Уравнения связи (расходные характеристики):

$$\begin{aligned} B_1(P^T_1) &= a_{01}^T + a_{11}^T P^T_1 + a_{21}^T (P^T_1)^2 = 80 + 0,1 P^T_1 + 0,002 (P^T_1)^2; \\ Q_1(P^Г_1) &= a_{01}^Г + a_{11}^Г P^Г_1 + a_{21}^Г (P^Г_1)^2 = 120 + 0,09 P^Г_1 + 0,005 (P^Г_1)^2. \end{aligned}$$

Уравнение управления: $b_1(P^T_1) = \lambda q_1(P^Г_1).$

2. Запишем расходные характеристики эквивалентных ТЭС и ГЭС, заданные в виде полиномов второй степени:

$$\begin{aligned} B_1(P^T_1) &= 80 + 0,1 P^T_1 + 0,002 (P^T_1)^2; \\ Q_1(P^Г_1) &= 120 + 0,09 P^Г_1 + 0,005 (P^Г_1)^2. \end{aligned}$$

3. Рассчитаем с шагом 10 МВт расходные характеристики ТЭС и ГЭС и результаты занесем в таблицу 5-1.
4. С помощью дифференцирования расходных характеристик по соответствующим мощностям ТЭС и ГЭС находим характеристику относительных приростов расхода топлива (ОПРТ) для ТЭС и характеристику относительных приростов расхода воды (ОПРВ) для ГЭС:

$$b_1(P^T_1) = \frac{\partial B_1(P^T_1)}{\partial P^T_1} = a_{11}^T + 2a_{21}^T P^T_1 = 0,1 + 0,004 P^T_1;$$

$$q_1(P^Г_1) = \frac{\partial Q_1(P^Г_1)}{\partial P^Г_1} = a_{11}^Г + 2a_{21}^Г P^Г_1 = 0,09 + 0,01 P^Г_1.$$

5. Рассчитаем с шагом 10 МВт характеристики относительных приростов расхода топлива ТЭС и ГЭС и результаты занесем в таблицу 5-1:

Таблица 5-1

<i>P,</i> <i>МВт</i>	<i>B₁,</i> <i>м.у.м/ч</i>	<i>Q₁,</i> <i>м³/ч</i>	<i>b₁,</i> <i>м.у.м/МВт*ч</i>	<i>q₁,</i> <i>м³/МВт*ч</i>	<i>b₂=λq₁,</i> <i>м.у.м/МВт*ч</i>
100	110	179	0,5	1,09	0,836878
110	115,2	190,4	0,54	1,19	0,913656
120	120,8	202,8	0,58	1,29	0,990434
130	126,8	216,2	0,62	1,39	1,067211
140	133,2	230,6	0,66	1,49	1,143989
150	140	246	0,7	1,59	1,220767
160	147,2	262,4	0,74	1,69	1,297545
170	154,8	279,8	0,78	1,79	1,374323
180	162,8	298,2	0,82	1,89	1,4511
190	171,2	317,6	0,86	1,99	1,527878
200	180	338	0,9	2,09	1,604656
210	189,2	359,4	0,94	2,19	1,681434
220	198,8	381,8	0,98	2,29	1,758212
230	208,8	405,2	1,02	2,39	1,834989
240	219,2	429,6	1,06	2,49	1,911767
250	230	455	1,1	2,59	1,988545
260	241,2	481,4	1,14	2,69	2,065323
270	252,8	508,8	1,18	2,79	2,142101
280	264,8	537,2	1,22	2,89	2,218878
290	277,2	566,6	1,26	2,99	2,295656
300	290	597	1,3	3,09	2,372434
310	303,2	628,4	1,34	3,19	2,449212
320	316,8	660,8	1,38	3,29	2,52599
330	330,8	694,2	1,42	3,39	2,602767
340	345,2	728,6	1,46	3,49	2,679545
350	360	764	1,5	3,59	2,756323
360	375,2	800,4	1,54	3,69	2,833101
370	390,8	837,8	1,58	3,79	2,909879
380	406,8	876,2	1,62	3,89	2,986656
390	423,2	915,6	1,66	3,99	3,063434
400	440	956	1,7	4,09	3,140212

6. Строим на миллиметровой бумаге расходные характеристики $B(P)$, $Q(P)$ и точно под ними характеристику относительных приростов расхода топлива $b(P)$ ТЭС и характеристику относительных приростов расхода воды $q(P)$ ГЭС.

7. Построим суточный график нагрузки $P_c(t)$ согласно варианту задания.

8. Используя уравнение управления - принцип равенства относительных приростов расхода топлива (ОПРТ) с учетом топливного эквивалента расхода воды, и, принимая во внимание интегральные ограничения по расходу воды, найдем суточные графики нагрузки эквивалентных ТЭС и ГЭС $P_i(t)$.

9. Определим оптимальный расход условного топлива для ТЭС и оптимальный расход воды для ГЭС за сутки.

Результаты расчетов занесем в таблицу 5-2.

Таблица 5-2.

При $\lambda^{(0)} = 0,8$

Таблица 5-2

Интервал времени	P_c	P_g	P_t	$Q_{\text{час}},$ часовой расход воды	$Q_{\text{инт}},$ Расход воды за каждый интервал
часы	МВт	МВт	МВт	м ³ /ч	м ³
0-6	440	149	291	244,837	1469,022
6-12	590	199	391	336,105	2016,63
12-18	450	152,333	297,667	250,312	1501,872
18-24	450	152,333	297,667	250,312	1501,872
Суточный расход воды $Q_{\text{сут}}$					6489,396

Так как суточный расход воды на ГЭС меньше заданного, то следует подобрать такое значение λ , чтобы расход соответствовал заданному. В нашем случае значение λ изменяем последовательно в меньшую сторону, т.к. $Q_{\text{сут.}} < Q_{\text{зад.}}$.

Итерационным методом последовательного подбора, находим, что $\lambda^{\text{конечная}} = 0,569385$; при данном условии ГЭС не превышает и не занижает расход воды, учитывая, что за сутки $Q_{\text{сут}} = 8400 \text{ м}^3$.

Таким образом, $\lambda^{\text{конечная}} = 0,569385$. Энергетическая ценность воды на ГЭС при переводе ее в разряд эквивалентной ТЭС: $1 \text{ т.у.т} = 0,569385 \text{ м}^3$.

Результаты расчета оптимизации сведем в таблицу 5-3.

Таблица 5-3.

Интервал времени	P_c	P_g	P_t	$Q_{\text{час}},$ часовой расход воды	$Q_{\text{инт}},$ Расход воды за каждый интервал
часы	МВт	МВт	МВт	м ³ /ч	м ³
0-6	440	186,588	253,412	310,8683	1865,2098
6-12	590	248,483	341,517	451,0822	2706,4932
12-18	450	190,714	259,286	319,024	1914,144
18-24	450	190,714	259,286	319,024	1914,144
Суточный расход воды $Q_{\text{сут}}$					8399,991

СОДЕРЖАНИЕ

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ ПО ДИСЦИПЛИНЕ «АСУ И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И СИСТЕМ»	3
КРАТКИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ	4
Часть 1. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ	4
1.1. Тепловые и гидроэлектростанции в энергосистеме	4
1.2. Автоматизированные системы управления в энергетике	5
1.3. Автоматизированные системы управления тепловых электростанций	8
1.4. Автоматизированные системы управления технологическим процессом электростанций	14
1.5. Микропроцессорные АСУ ТП электрических станций	18
1.5.1. Микропроцессорная АСУ ГЭС	18
1.5.2. Микропроцессорная АСУ ТП ТЭС	21
Часть 2. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ	24
2.1. Оптимизация режима тепловой электростанции	24
2.2. Оптимальное распределение активной нагрузки между агрегатами ТЭС	28
2.3. Выбор оптимального состава работающих агрегатов ТЭС	31
2.4. Оптимизация распределения активной нагрузки энергосистемы между ТЭС и ГЭС	34
СОДЕРЖАНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЗАДАНИЙ	36
РАСЧЕТНОЕ ЗАДАНИЕ №1. Оптимизация распределения активной нагрузки между агрегатами ТЭС при заданном составе работающих агрегатов	36
РАСЧЕТНОЕ ЗАДАНИЕ №2. Выбор оптимального состава работающих агрегатов тепловой электростанции	38
РАСЧЕТНОЕ ЗАДАНИЕ №3. Оптимизация распределения активной нагрузки энергосистемы между ТЭС и ГЭС	39
ЛИТЕРАТУРА	41
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Варианты исходных данных	42
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Пример расчета	48

Редактор Ахметжанова Г.М.

Корректор Марданова Э.З.