Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Конспект лекций

Благовещенск
2025

ББК 31.2я73
М54

Печатается по решению редакционно-издательского совета Амурского государственного университета

Рецензент:

Н.Ш. Чемборисова – д-р техн. наук, проф. кафедры «Электроэнергетические системы» ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт» (ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»).

М54 **Методы оптимизации в электроэнергетических системах: конспект лекций** / А.Н. Козлов; Амур. гос. ун-т, каф. энергетики. – Благовещенск: АмГУ, 2025. – 88 с.

Методическая разработка предназначена для подготовки магистров по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» магистерской программы «Электроэнергетические системы и сети».

Приведены краткие теоретические сведения, необходимые для решения задач оптимизации режимов работы электроэнергетических систем.

В авторской редакции.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Дисциплина «Методы оптимизации в электроэнергетических системах» введена в учебный план подготовки магистров по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» магистерской программы «Электроэнергетические системы и сети» в Амурском государственном университете по согласованию с предприятиями, принимающими на работу выпускников энергетического факультета.

Цель дисциплины – изучение содержания и принципов решения основных энергетических задач по энергоснабжению потребителей в современных условиях функционирования электроэнергетического рынка, вопросов оптимизации энергетических режимов, а также методов решения задач по надежности электроэнергетических систем и противоаварийному управлению.

Задачей изучения дисциплины является овладение принципами управления режимами электроэнергетических систем, выбора их рациональной структуры по типам электростанций и оборудования энергосистем, определения наиболее экономичных режимов работы при обеспечении необходимых требований по надежности эксплуатации, экологичности и бесперебойности электроснабжения.

Освоение данной дисциплины помогает студенту в приобретении следующих компетенций:

– способен проводить научные исследования объектов профессиональной деятельности (ПК-1);

– способен проектировать объекты профессиональной деятельности и организовывать работу по их проектированию (ПК-3).

В результате изучения дисциплины студенты должны:

– ***знать:*** задачи диспетчерской службы, принципы решения многокритериальных задач оптимизации; критерии оптимизации при решении режимных задач; принципы решения задач распределения активной и реактивной нагрузки между электростанциями различных типов; метод Лагранжа; принципы решения задачи оптимизации состава работающих агрегатов в энергосистеме;

– ***уметь:*** разрабатывать и применять модели исследуемых процессов и объектов профессиональной деятельности, применять методы оптимизации режимов работы электроэнергетических систем; оптимизировать конфигурацию электрических сетей; работать с компьютерными программами расчета состояния электрооборудования;

– ***владеть:*** информацией о технических параметрах оборудования для использования при решении задач оптимизации; навыками анализа обобщенных вариантов технических решений, поиска компромиссных решений в условиях многокритериальности и неопределенности, реализации алгоритмов управления режимами работы защищаемых объектов, решения задач оптимального распределения нагрузок в энергосистеме с применением метода Лагранжа.

Дисциплина «Методы оптимизации в электроэнергетических системах» относится к дисциплинам по выбору образовательной программы, формируемой участниками образовательных отношений.

Учебным планом предусмотрено, что общие трудозатраты по дисциплине составляют 2 зачетные единицы трудоемкости (ЗЕТ). Число часов, выделяемое на изучение дисциплины – 72, в том числе 14 – лекции, 14 – практические занятия.

Знания, полученные при освоении дисциплины, могут быть востребованы при выполнении магистерской диссертации.

ВВЕДЕНИЕ

При решении задач энергетики часто необходим научно-технический подход, применение разнообразных методов расчета и технико-экономического анализа, невозможных без широкого использования моделей, современных программных и вычислительных средств. Для упрощения отдельных задач используется разделение решаемой проблемы на подзадачи, с последующей увязкой результатов, полученных в ходе решения.

Особенно это касается задач оптимизации режимов электроэнергетических систем. Задачи оптимизации могут решаться отдельно друг от друга, или составлять комплексы, в которых результаты решения одних задач могут выступать исходными данными для других, или результаты увязываются в ходе общего процесса оптимизации. В качестве инструментария выступает, во-первых, определенная иерархия математических моделей, которая позволяет решать в совокупности поставленную проблему; во-вторых, выделенной иерархии математических моделей соответствуют эффективные методы согласования решений, которые могли бы корректироваться специалистами по существу. Следует учитывать, что важным свойством, присущим части задач энергетики, является неопределенность, поэтому их решение сводится к многоэтапной расчетной задаче в условиях некоторой неопределенности исходной информации. Повышение эффективности решения таких задач немыслимо без использования вычислительной техники.

Различные виды представления информации при решении задач оптимизации режимов диктуют необходимость использования соответствующих методов. В материалах, включенных в настоящий конспект лекций, используется подход от простого к сложному.

В основу пособия положены материалы книг [1, 4, 6, 7].

Лекция 1.

Управление режимами электроэнергетических систем

О рациональном управлении энергосистемой

Энергосистема – совокупность электрических станций, подстанций и потребителей электрической и тепловой энергии, связанных электрическими и тепловыми сетями [1].

Электроэнергетическая система (ЭЭС) – совокупность электрических станций, подстанций и потребителей электрической энергии, соединенных электрическими сетями [1].

Одной из основных задач управления энергосистемой в условиях нормальной эксплуатации является задача наивыгоднейшего распределения электрической нагрузки потребителей между генераторами системы.

Управление энергосистемой должно обеспечивать:

– необходимые значения параметров режима в узловых точках;

– максимальную экономичность режима системы в целом;

– удовлетворение заказа потребителей как по надежности электроснабжения, так и по качеству электроэнергии.

Управление производится за счет изменения состояния энергосистемы или параметров ее режима.

Состояние ЭЭС определяется схемой системы, генераторным оборудованием, устройствами регулирования, устройствами автоматики и др., т.е. ***параметрами системы***. Это понятие включает в себя особенности конструктивных элементов конкретной электроэнергетической системы (номинальные мощности генераторов, трансформаторов, синхронных компенсаторов, сечения и длины линий электропередачи, номинальные напряжения оборудования и т.д.). Параметры системы являются неуправляемыми, если речь идет об эксплуатации энергосистемы, однако они становятся управляемыми параметрами, когда мы говорим о развитии энергетических систем.

Параметры режима – это текущие значения показателей режима энергосистемы в конкретный момент времени. Параметры режима разделим на *технологические* и *электрические*. Примером *технологических параметров* служат уровни воды (напоры) ГЭС, открытия направляющих аппаратов гидротурбин, расход топлива, пара и охлаждающей воды на тепловой станции и т.д. Примеры *режимных электрических параметров* – это напряжения в отдельных точках сети, активные и реактивные нагрузки узлов, токи по линиям, коэффициенты трансформации трансформаторов и т.д. Главным параметром управления является активная мощность ЭЭС. Она может изменяться за счет состава включенного генераторного оборудования на станциях и за счет его загрузки. Поэтому для электростанций введем следующие понятия:

<u>Установленная мощность</u> электроэнергетической системы $P_{уст.}$ равна сумме установленных номинальных мощностей P_i электростанций всех типов:

$$P_{уст.} = P_{ГЭС} + P_{КЭС} + P_{ТЭЦ} + P_{АЭС} + P_{ГТС} + P_{ГАЭС} + P_{пр.}.$$

Здесь индексы означают: *ГЭС* – гидроэлектростанция, *КЭС* – тепловая конденсационная электрическая станция, *ТЭЦ* – теплоэлектроцентраль, *АЭС* – атомная электрическая станция, *ГТС* – газотурбинная станция, *ГАЭС* – гидроаккумулирующая электростанция, *пр* – прочие типы станций (приливные, геотермальные, ветровые, дизельные станции и другие, удельный вес которых еще очень невелик) [1].

Разделим обе части этого уравнения на $P_{уст.}$ и введем обозначение $P_i \,/\, P_{уст.} = P_{i*}$, тогда соотношение

$$P_{ГЭС*} + P_{КЭС*} + P_{ТЭЦ*} + P_{АЭС*} + P_{ГТС*} + P_{ГАЭС*} + P_{пр.*} = 1$$

определит *<u>структуру</u>* системы.

На 1 января 2025 года общая <u>установленная</u> мощность электростанций энергосистемы России составила **269,1** тыс. МВт, в том числе ЕЭС России – **263,7** тыс. МВт, технологически изолированных энергосистем – 5,4 тыс. МВт [3].

Структура установленной мощности на 01.01.2025 [3]:

− тепловые станции (КЭС и ТЭЦ) – 64,90%;

− АЭС – 12,87%;

− ГЭС – 19,67%;

− «зеленая» энергетика (ВЭС+СЭС) – 1,43+1,12=2,55%.

<u>Располагаемая мощность</u> электроэнергетической системы $P_{расп.}$ – установленная мощность ЭЭС за вычетом разрывов и ограничений – неиспользуемой мощности, обусловленной ограничениями по пропускной способности электрической сети и по режимам работы оборудования электростанций, не зависящим от персонала – $P_{огр.}$ [1, 2, 7]:

$$P_{расп.} = P_{уст.} - P_{огр.}.$$

Разрыв мощности (например, из-за зашлаковки поверхностей нагрева котлов) отличается от ограничения (например, из-за повышения температуры охлаждающей воды ТЭС – см. ниже) тем, что на разрывы персонал электростанций и энергосистем может в той или иной степени влиять, а на ограничения – нет [1].

<u>Рабочая мощность</u> электроэнергетической системы $P_{раб.}$ – располагаемая мощность ЭЭС за вычетом мощности агрегатов, выведенных в плановый $P_{рем.п.}$ или вынужденный $P_{рем.в.}$ ремонт, в консервацию $P_{к.}$ или для технического перевооружения $P_{пв.}$ [1, 2, 7]:

$$P_{раб.} = P_{расп.} - P_{рем.п.} - P_{рем.в.} - P_{к.} - P_{пв.} = \\ = P_{уст.} - P_{огр.} - P_{рем.п.} - P_{рем.в.} - P_{к.} - P_{пв.}. \quad (1)$$

Отношение рабочей мощности к установленной называется *коэффициентом эффективности использования установленной мощности* электростанции (агрегата или энергосистемы):

$$K_{эф.} = P_{раб.} / P_{уст.}.$$

Подставив в (1) и разделив почленно, получим

$$K_{эф.} = 1 - P_{огр.*} - P_{рем.п.*} - P_{рем.в.*} - P_{к.*} - P_{пв.*}.$$

Рабочую мощность за рабочий день можно определить иначе – как сумму мощностей станции в период прохождения максимума нагрузки $P_{наг.}$ и резерва (холодного и вращающегося) $P_{рез.}$. Тогда коэффициент эффективности

$$K_{эф.} = \left(P_{наг.} + P_{рез.}\right) / P_{уст.}.$$

Коэффициент эффективности для электростанций определяется для конкретного интервала времени. Он всегда меньше единицы и характеризует реальные возможности участия той или иной станции в балансе мощности. Для увеличения эффективности надо ускорить проведение ремонтов, не допускать аварийного отключения агрегатов (снижать $P_{рем.в.}$), добиваться снятия технических ограничений, зависящих от усилий персонала станции.

Переход системы из одного состояния в другое называется *процессом*. Он происходит под действием сигналов управления или внешних возмущений. Зафиксированное состояние энергосистемы можно уподобить моментальной фотографии непрерывного процесса ее работы. Предполагается, что поведение системы можно достаточно полно охарактеризовать набором таких фотографий – состояний системы. Обычно выбирают характерные состояния: режим нормального рабочего дня, максимальный, минимальный, послеаварийный режимы и т.д.

Типовые задачи установившегося режима. Для нормальных режимов наиболее характерными являются следующие задачи:

– составление балансов мощности и энергии;

– определение перетоков мощности между энергосистемами;

– выбор состава работающих агрегатов на электростанциях;

– распределение нагрузки потребителей между агрегатами, станциями, энергосистемами, объединениями;

– выбор эксплуатационной схемы электрической сети;
– расчет потокораспределения и напряжения в электрической сети;
– выбор и размещение оперативных резервных мощностей в ЭЭС;
– регулирование частоты;
– регулирование напряжения;
– настройка систем автоматики и релейной защиты;
– распределение топливных ресурсов;
– регулирование стока водохранилищами ГЭС;
– планирование ремонтов;
– определение технико-экономических показателей.

Приведенный перечень является далеко не полным, причем в каждой из перечисленных задач имеется множество подзадач.

Эксплуатационные свойства электрических станций [1]. К основным эксплуатационным требованиям, предъявляемым энергосистемой к электрическим станциям, относятся возможности:

– длительной работы при номинальной и минимальной мощностях (при любых условиях эксплуатации);
– перегрузки в благоприятных условиях;
– останова и пуска агрегатов;
– быстрого набора нагрузки и ее изменения с незначительной потерей к.п.д. при регулировании;
– высокой надежности работы.

Рассмотрим, как отвечают этим требованиям электростанции различных типов.

Конденсационные электрические станции (КЭС). Эксплуатационные свойства этих станций определяются возможностями энергоблока, состоящего из парогенератора (котла), турбины и электрического генератора.

На получение номинальной мощности парогенератора влияют количество подаваемого топлива и его свойства (влажность, зольность), ограничения по состоянию поверхностей нагрева (шлакование, допустимый нагрев, унос воды в турбину), снижение к.п.д. парогенератора при максимальной нагрузке, состояние вспомогательного оборудования (угольных мельниц, питательных насосов, дымососов) и др.

Нижний предел снижения нагрузки современных парогенераторов: (0,5-0,65) $P_{ном.}$ при работе на твердом топливе и (0,35-0,4) $P_{ном.}$ – на газомазутном топливе, ограничен устойчивостью горения (опасностью потухания факела) и устойчивостью гидравлического и температурного режимов поверхностей нагрева (сдвиг за расчетные пределы зоны парообразования в прямоточных котлах, нарушение циркуляции в барабанных котлах).

Максимальная мощность паровой турбины определяется температурой и давлением острого пара, уровнем вакуума в конденсаторе (зависит от температуры охлаждающей воды), состоянием поверхностей конденсатора и лопаточного аппарата, влияющих на к.п.д. турбины. В летнее время высокая температура охлаждающей воды может ограничивать максимальную мощность турбины. Минимальная мощность турбины ограничена опасностью перегрева лопаток ступеней низкого давления.

Максимальная мощность генератора ограничена предельным током обмоток ротора и статора и состоянием системы охлаждения электрической машины.

В целом ограничения по максимальной мощности энергоблока в летнее время более вероятны по турбине (из-за повышения температуры охлаждающей воды), зимой – по котлу (из-за увеличения влажности топлива).

Быстрый пуск блока из остановленного состояния лимитируется главным образом паровой турбиной – при тепловом расширении уменьшаются зазоры между вращающимися и неподвижными частями турбины и возникают температурные напряжения в корпусе турбины.

Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). Режимные возможности электростанций этого типа определяются взаимосвязью между электрической и тепловой мощностями. Характер связи определяется типом используемых турбин, параметрами острого пара и давлением пара в регулируемых отборах.

Атомные электрические станции (АЭС). Невысокие маневренные качества АЭС определяются невозможностью мгновенного снижения нагрузки и наличием переходного периода работы реактора. Обслуживание АЭС затруднено наличием прямой и наведенной радиоактивностей оборудования. Положительным фактором является малая зависимость АЭС от внешней среды и топливоснабжения.

Гидравлические электрические станции (ГЭС). Занимают в управлении режимами ЭЭС особое место. Следует выделить высокую маневренность, высокий к.п.д. и малые потери при регулировании режимов гидроагрегатов, возможность полной автоматизации и группового управления режимами, очень высокую скорость пуска. Энергетическую эффективность ГЭС ограничивают зависимость располагаемой величины энергоресурса (речного стока) от случайных факторов и зависимость энергетических параметров ГЭС от режима работы неэнергетических водопользователей (например, работа агрегатов ГЭС по ирригационному графику).

Концентрированная и гидротепловая энергосистемы [1]. Ниже при рассмотрении некоторых задач будет рассматриваться упрощенный тип энергосистемы.

Концентрированной называется энергосистема, у которой электростанции и узлы нагрузок соединены такой электрической сетью, в которой при оптимальном распределении нагрузки можно пренебречь ограничениями по пропускной способности и потерями.

Энергосистема, содержащая тепловые (обычно – конденсационные) электростанции и ГЭС, часто называется гидротепловой или смешанной энергосистемой.

Следующей ступенью упрощения является чисто тепловая система, не содержащая ГЭС.

Декомпозиция задач электроэнергетики

Особенности электроэнергетики, влияющие на возможность оптимизации режимов работы электроэнергетических систем:

− единая электроэнергетическая система России (ЕЭС России) состоит из отдельных взаимосвязанных электроэнергетических систем (ЭЭС) или подсистем, функционирующих как единое целое, т.е. является «большой системой». Для таких систем выполнение требуемых функций определяется надежностью и ресурсообеспеченностью;

− совпадение по времени процессов производства и потребления энергии приводит к невозможности крупномасштабного коммерческого аккумулирования электроэнергии. Таким образом электроэнергетические системы являются системами реального времени;

− каждая ЭЭС обслуживает территорию, в пределах которой сформировался определенный народнохозяйственный комплекс, т.е и каждая ЭЭС, и ЕЭС России в целом – это системы большой протяженности;

− параметры и характеристики генерирующих установок различаются используемыми энергоресурсами (органическое топливо, возобновляемые источники энергии и их комбинации), единичными мощностями и применяемыми циклами выработки на тепловых электростанциях, и т.д. Данные различия требуют разрабатывать сценарии развития энергосистем, исходя из критериев надежности, экономичности и экологичности, формируя, по возможности, оптимальную структуру энергетических мощностей регионов.

Для практического решения задач электроэнергетики (ЭЭ) применяют ***методы декомпозиции общих задач на ряд более простых и взаимосвязанных подзадач***. Декомпозиция осуществляется на основе иерархических принципов. В то же время при декомпозиции возникает потребность в укрупнении (эквивалентировании) частей схемы. Здесь требуется агрегатирование (сбор, композиция) информации. Рассмотрим *виды иерархии* и соответствующие *уровни декомпозиции* задач типа задачи распределения нагрузки в энергосистеме.

Иерархия в пространстве имеет 4 *уровня*, отсюда и 4 модификации задач [1, 7].

Первый – распределение нагрузок между объединенными электроэнергетическими системами (ОЭС) ЕЭС России, определение режима межсистемных электропередач и графиков нагрузок отдельных энергосистем. Применяется эквивалентирование электрических сетей, генераторных и нагрузочных узлов.

Второй – распределение нагрузок между энергосистемами, входящими в ОЭС, и крупными электростанциями, определение графиков нагрузок районных энергосистем (РЭС) и режимов работы электропередач объединения. Эквивалентирование по тем же принципам, что и для первого уровня.

Третий – распределение нагрузок между станциями РЭС, расчеты режимов электрических сетей. Определяются графики нагрузок отдельных станций. Применяется эквивалентирование агрегатов электростанций и части электрической сети.

Четвертый – распределение нагрузок между агрегатами электростанций. Эквивалентирование не применяется.

Все уровни взаимосвязаны. Для любого нижнего уровня нагрузки станции, перетоки мощности задаются из условий, полученных на более высоком уровне. В то же время эквивалентирование электрических схем производится с учетом технических характеристик агрегатов, элементов и узлов энергетической системы, определяемых на нижних уровнях.

Иерархия во времени – 3 уровня, 3 задачи [1, 7].

1) Составление долгосрочных планов (от 1 месяца до года вперед) с определением прогнозируемых характерных графиков нагрузки. Многие детальные свойства системы опускаются. Цель расчетов – определить те режимы, которые необходимы для планирования технических и хозяйственных мероприятий в системе.

2) Составление краткосрочных планов (от суток до месяца) с определением графиков нагрузок ЕЭС, ОЭС, РЭС и отдельных электростанций. Учитываются все характеристики и свойства системы. Полученные графики нагрузок и обеспечивают в нормальных условиях экономичность работы энергосистемы. Однако ввиду вероятностного характера нагрузок потребителей плановый режим может корректироваться, причем при коррекции роль факторов надежности важнее факторов экономичности. Коррекция осуществляется на третьем шаге.

3) регулирование мощностей электростанций в текущем режиме, т. е. в темпе протекающих в энергетике процессов. При этом применяется автоматическое регулирование частоты и активной мощности, напряжения и реактивной мощности, перетоков по линиям связи; производится оперативное управление режимом энергосистемы, коммутацией сетей, выводом оборудования в ремонт и др.

Ситуативная иерархия [1, 7]. Позволяет отдельно рассматривать задачи расчета параметров в нормальных, аварийных и послеаварийных условиях работы системы. Естественно, что в аварийных режимах условия экономичности не принимаются во внимание, главное – обеспечение надежности электроснабжения и получение энергии нормируемого качества.

О полученном результате. Разделение задачи на подзадачи существенно упрощает алгоритм решения, упрощает расчеты, снижает порядок решаемых задач. Но необходимо помнить, что все процессы в энергосистеме взаимосвязаны и получаемые при декомпозиции решения должны быть проанализированы, т.е. к результатам нужно относиться критически. Во многом получаемые решения могут приниматься как оценочные.

Оперативная координация взаимодействия подсистем энергетики

Как при постановке задач, так и при анализе решения требуется выполнять координацию работы подсистем.

Координацию можно выполнять двумя способами: задавая межсистемные перетоки (координация по перетоку мощности) и по цене энергоресурса каждой подсистемы путем развязывания взаимодействия.

Координация по перетоку мощности осуществляется путем задания графика межсистемных перетоков между отдельными подсистемами по воздушным линиями электропередачи (ВЛ).

Координация путем развязывания взаимодействий осуществляется на основе управления тарифами на электроэнергию. Такой способ весьма перспективен, но в России пока не применяется.

Рассмотрим объединение двух энергосистем: дефицитной и избыточной. Каждая энергосистема имеет собственную выработку электроэнергии $Э_с$. Дефицитная энергосистема покупает у избыточной электроэнергию по контракту $Э_к$. Тариф на эту энергию должен покрывать расходы на ее производство и передачу. Кроме того, могут потребоваться дополнительные поставки электроэнергии:

− экономические (для более эффективной работы энергосистемы) $Э_э$;

− внеплановые, вызванные остановками оборудования, $Э_{доп.}$ и авариями $Э_а$.

Отдельно учитываются необъявленные обмены $Э_н$ – разность между диспетчерской и фактической выработкой энергии. Тогда, для любой из рассматриваемых энергосистем:

$$Э = Э_с \pm Э_к \pm Э_э \pm Э_{доп.} \pm Э_а \pm Э_н.$$

Различные виды энергии оплачиваются по разному: самая дешевая контрактная, потом экономическая, потом дополнительная, аварийная. По особому тарифу оплачивается необъявленная энергия. Только контрактная оплачивается по жесткому тарифу, остальные – по плавающему. В таких условиях каждая система заинтересована в точном определении потребности в электроэнергии. Стимулируется необходимость наилучшим способом использовать собственные ресурсы энергосистемы.

Оптимальность решения

При решении любой задачи требуется получить наилучший (или оптимальный) результат. В такой постановке задачи, т.е. как задачи оптимизации возникают три проблемы: *формирование критерия оптимальности*, адекватное формализованное представление объекта или процесса, т.е. построение математической модели и выбор метода решения, т.е. способа реализации математической модели. Первые две из этих проблем требуют абсолютного понимания смысла задачи, а последняя также и глубоких знаний в области математики, называемой математическим программированием.

Баланс активной мощности

В любой оптимизационной задаче в качестве уравнений ограничений составляется баланс мощности.

В энергосистеме в любой момент времени соблюдается баланс активных мощностей. Баланс мощности в момент t имеет вид [1]:

$$\sum_i P_{ген,i,t} = \sum_j P_{j,t} + \sum_l \pi_{l,t},$$

где $\sum_i P_{ген,i,t}$ – суммарная мощность генераторов; $\sum_j P_{j,t}$ – суммарная нагрузка потребителей; $\sum_l \pi_{l,t}$ – потери мощности в сети и мощности собственных нужд станций.

Правая часть уравнения – *потребность* (или *нагрузка*), левая – *покрытие* (или *генерация*).

Нарушение баланса активной мощности приводит к отклонению частоты, т.е. к нарушению качества электроэнергии.

Потребность:

1) совмещенный максимум нагрузки энергосистемы;
2) передача мощности в другие системы;
3) необходимый резерв;
4) потери мощности;
5) потребная мощность электростанций (1+2+3+4).

Покрытие:

6) суммарная установленная мощность электростанций;
7) ограничение мощности (или системные ограничения);
8) располагаемая мощность электростанций (6 – 7);
9) получение мощности из других систем;
10) покрытие (8 + 9);
11) избыток (+) или дефицит (–) мощности (10 – 5).

Баланс реактивной мощности

Аналогично балансу активной мощности в энергосистемах должен соблюдаться баланс реактивной мощности, который влияет на уровни напряжения:

$$\sum_i Q_{ген,i,t} + \sum_j Q_{ку,j,t} + \sum_l Q_{лэп,l,t} = \sum_k Q_{нагр,k,t} + \sum_r q_{пот,r,t},$$

где слева последовательно: $\sum_i Q_{ген,i,t}$ – реактивная мощность генераторов электростанций, $\sum_j Q_{ку,j,t}$ – мощность компенсирующих устройств, $\sum_l Q_{лэп,l,t}$ – мощность, вырабатываемая емкостной составляющей на ЛЭП; справа: $\sum_k Q_{нагр,k,t}$ – реактивная мощность потребителей и $\sum_r q_{пот,r,t}$ – потери реактивной мощности. В отличие от активной избыток реактивной мощности в одной части (районе) энергосистемы не всегда может компенсировать недостаток в другой части.

Баланс энергии

Кроме баланса мощности при планировании режима на предстоящий интервал времени t составляет баланс энергии. Он определяет предстоящий расход топлива в системе и имеет вид [1]:

$$\sum_i Э_{ген,i} = \sum_j Э_j + \sum_l \Delta Э_l .$$

Лекция 2.

Отдельные задачи оптимизации распределения нагрузки энергосистемы

Распределение нагрузки энергосистем

В общем случае задача распределения нагрузки сложна, что определяется большими масштабами энергетики, большим различием технических, экономических и режимных характеристик отдельных элементов ЭЭС, влиянием энергетики на другие отрасли народного хозяйства.

Для создания практических методов расчета производится *декомпозиция* общей задачи на ряд более простых и взаимосвязанных подзадач с помощью рассмотренной выше ситуативной и временной иерархии, а также иерархии по уровням в пространстве (между объединениями ЕС РАО, энергосистемами, между станциями РЭС, агрегатами электростанций).

Рассмотрим ряд задач наивыгоднейшего распределения нагрузок в условиях нормальной эксплуатации.

Распределение нагрузки станции P_Σ между агрегатами [8]

Основная экономическая характеристика блока тепловой конденсационной электростанции – его расходная характеристика, т.е. зависимость расхода топлива B (обычно в единицах условного топлива) на часовую выработку электроэнергии блоком при постоянной рабочей мощности P [8].

На рис. 1 показана расходная характеристика блока (сплошная линия), имеющая, как правило, излом при некоторой нагрузке. Чтобы решить задачу оптимизации аналитически, можно расходную характеристику аппроксимировать гладкой кривой, не имеющей скачков производных на всей кривой (штриховая линия).

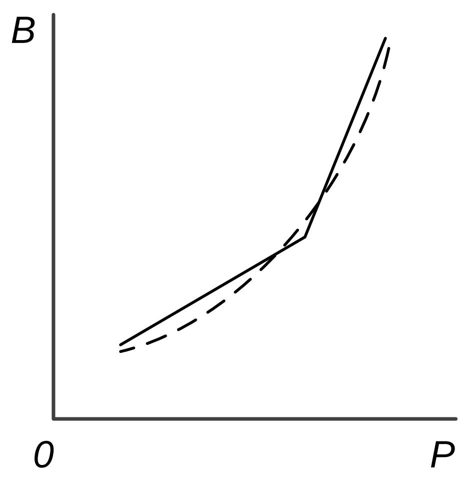

Рис. 1. Расходная характеристика блока КЭС [8].

Этим достигается резкое упрощение решения задачи экономического распределения нагрузки при несущественной потере точности; тем более, это облегчает объяснение качественной картины явлений. При анализе расходной характеристики вводят основные показатели экономичности блока – коэффициент полезного действия η и удельный расход топлива b.

К.п.д. блока определяется как произведение к.п.д. парогенератора, турбины и генератора. Рассмотрим определение величины b – рис. 2,***а***. Для нагрузки P_0, которой на расходной характеристике соответствует точка *С*, показан угол α и соответствующее значение расхода топлива B_0. Отношение расхода топлива B_0 к мощности P_0 в виде величины $b_0 = tg\alpha = \left(B_0 / P_0\right)$ называется <u>*удельным расходом топлива на выработку единицы электрической энергии*</u>. В точке *А* удельный расход имеет минимальное значение и к.п.д. максимален (см. рис. 2,***б***) [8].

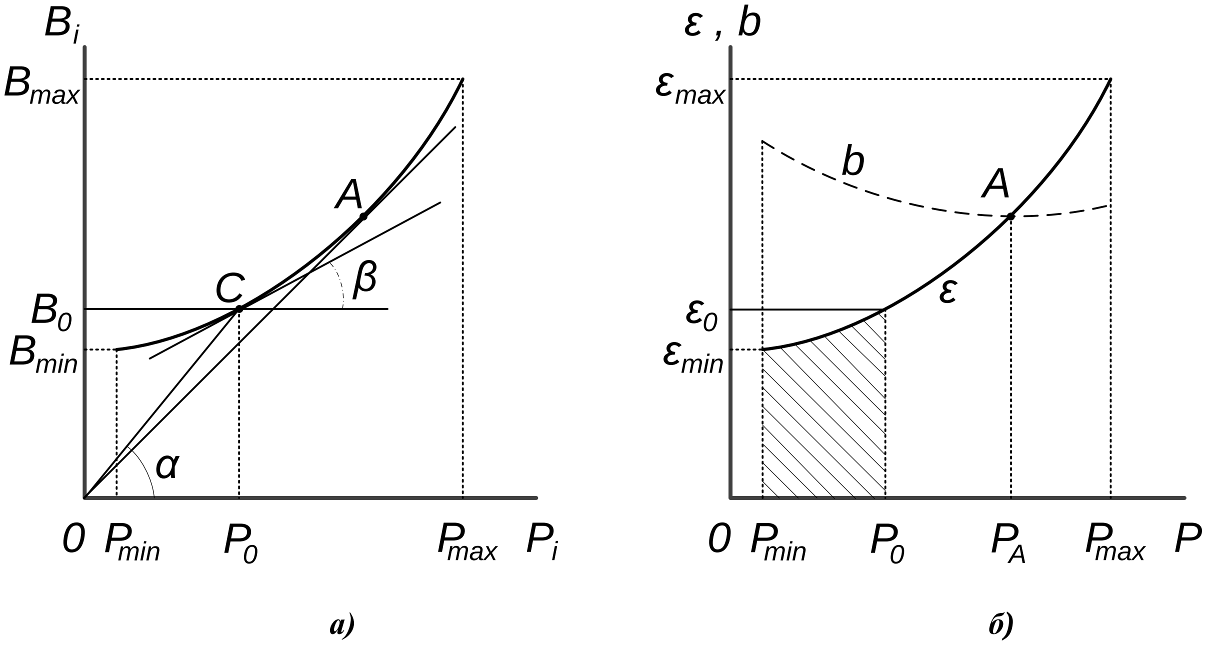

Рис. 2. К определению величин удельного расхода топлива b *(**а**) и относительного прироста расхода топлива* ε *(**б**) [8].*

При решении задачи экономического распределения нагрузки между агрегатами появляется необходимость в рассмотрении производной dB/dP, равной тангенсу угла β наклона касательной к расходной характеристике. Эта величина характеризует <u>*скорость изменения расхода топлива при изменении мощности*</u> и называется <u>***относительным приростом расхода топлива***</u>

$$\varepsilon = tg\beta = dB/dP .$$

Она показывает часовой прирост расхода топлива, отнесенный к единице прироста активной мощности при данной загрузке. Из рис. 2,***а,б*** видно, что с увеличением мощности относительный прирост повышается. Удельный расход вначале падает, а затем увеличивается. В точке A значения b и ε совпадают по величине (рис. 2,***б***). Заметим, что холостой ход при $P = 0$ недопустим по условиям режима работы блока, поэтому его минимальная нагрузка равна P_{min}. Максимальная нагрузка (P_{max}) определяется перегрузочной способностью блока**.** Зависимость $\varepsilon = f\left(P\right)$ называют *характеристикой относительных приростов (ХОП)*.

Из определения относительного прироста следует, что расход топлива, соответствующий некоторой мощности P_0, может быть определен формулой

$$B_0 = B_{min} + \int\limits_{P_{min}}^{P_0} \varepsilon\left(P\right) dP, \qquad (2)$$

где B_{min} – расход топлива при работе на нижней допустимой границе (в частном случае это может быть расход топлива на холостой ход, если такой допускается); второй член в правой части показывает переменную составляющую расхода, пропорциональную площади, заштрихованной на рис. 2,***б***.

При решении основной задачи – наиболее экономичного распределения нагрузки P_Σ между блоками – для наглядности рассмотрим только два блока с различными расходными характеристиками. Предположим, что некоторая нагрузка P_Σ распределена между блоками произвольно: $P_\Sigma = P_1^0 + P_2^0$. Начальному распределению соответствуют относительные приросты ε_1^0 и ε_2^0 – рис. 3.

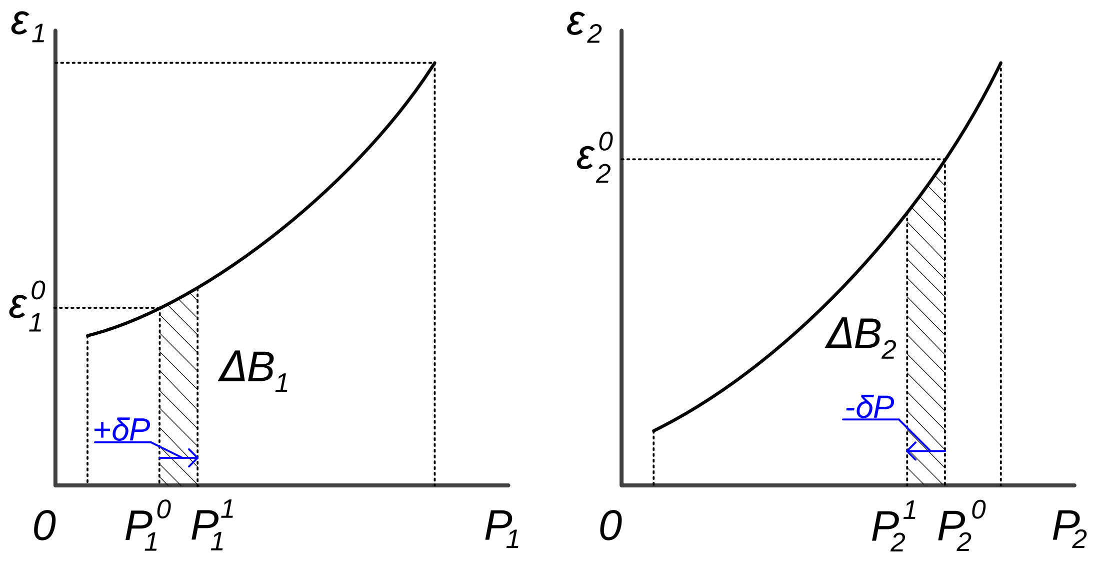

Рис. 3. Распределение нагрузки между блоками КЭС [8].

Пусть значения P_1^0 и P_2^0 таковы, что $\varepsilon_1^0 < \varepsilon_2^0$, как это показано на рис. 3. Перераспределим мощности, *увеличив* нагрузку первого агрегата на δP так, что $P_1^1 = P_1^0 + \delta P$. Естественно, что для сохранения баланса P_Σ нагрузку второго агрегата необходимо *уменьшить* на ту же величину δP, т. е. $P_2^1 = P_2^0 - \delta P$. Тогда дополнительный *прирост* расхода топлива ΔB_1 на первом агрегате, согласно (2), будет пропорционален заштрихованной площади на левом рисунке, а *экономия* топлива, связанная с разгрузкой второго агрегата – ΔB_2, пропорциональна заштрихованной области на правом рисунке. Так как $\Delta B_2 > \Delta B_1$, то такое распределение выгодно и его следует продолжить. Очевидно, при равенстве ε_1^i и ε_2^i дальнейшее перераспределение оказывается невыгодным. Распределяя нагрузку между параллельно работающими блоками, получим критерий оптимального режима электрической станции

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = ... = \varepsilon_n, \qquad (3)$$

который означает, что экономичное распределение нагрузки достигается *при равенстве относительных приростов расхода топлива на всех блоках*. Если этот критерий не выполнен, то в первую очередь нагружаются блоки с меньшими относительными приростами.

Метод множителей Лагранжа [9]

Функция Лагранжа используется при решении задач на условный экстремум, поэтому метод множителей Лагранжа достаточно широко применяется при оптимизации режимов электроэнергетических систем. Рассмотрим основные положения этого метода.

Пусть имеется целевая функция $F(x_1,\ x_2,\ ...,\ x_n)$. На переменные $x_1,\ ...,\ x_n$ этой функции наложено m ограничений-равенств $g_i(x_1,\ x_2,\ ...,\ x_n)$, причем в каждое конкретное ограничение могут входить не все переменные, а только их часть. Тогда задача оптимизации формулируется следующим образом:

$$F(x_1,\ x_2,\ ...,\ x_n) \to min, \qquad (4)$$

$$g_i(x_1,\ x_2,\ ...,\ x_n) = 0, \quad i = 1, ..., m. \qquad (5)$$

Если $m = n$, то равенства (5) определяют однозначный набор значений $x_1,\ ...,\ x_n$, и оптимизация невозможна. Поэтому, чтобы режим был оптимизируемым, должно выполняться условие $m < n$. Разность $(n - m)$ называется *числом степеней свободы* системы и представляет собой количество переменных, которые в процессе оптимизации могут варьироваться независимо друг от друга.

Метод множителей Лагранжа состоит в переходе от условной оптимизации (4), (5) к безусловной. Этот переход осуществляется путем замены целевой функции (4) на *функцию Лагранжа*, которая имеет вид

$$L(x_1, ..., x_n, \lambda_1, ..., \lambda_m) = F(x_1, ..., x_n) + \sum_{i=1}^{m} \lambda_i g_i(x_1, ..., x_n), \qquad (6)$$

где λ_i – вспомогательные переменные, которые называются *множителями Лагранжа*.

Экстремум функции Лагранжа определяется классическим способом, т.е. из условия равенства нулю частных производных по всем переменным x_j, λ_i. В результате получается следующая система уравнений:

$$\frac{\partial F}{\partial x_j} + \sum_{i=1}^{m} \lambda_i \frac{\partial g_i}{\partial x_j} = 0, \quad j = 1, ..., n,$$
$$(7)$$
$$g_i = 0, \quad i = 1, ..., m.$$

Если все $g_i = 0$, то экстремум функции Лагранжа совпадает с экстремумом исходной целевой функции. Из (7) видно, что данное условие выполняется. Таким образом, значения x_1, ..., x_n, полученные путем решения системы (7), являются решением задачи оптимизации.

Метод множителей Лагранжа является единственным методом оптимизации, который позволяет найти общее решение задачи (если система (7) решается аналитически). Однако на практике составление и решение этой системы часто бывает связано с громоздкими вычислениями. Кроме того, метод Лагранжа не позволяет непосредственно учесть ограничения-неравенства.

Распределение нагрузки между ТЭС [1, 7]

Пусть имеется *концентрированная* тепловая энергосистема, в которой все станции работают на одну общую нагрузку – рис. 4. Сеть радиальная, напряжения в узлах станций известны и постоянны, распределение активных нагрузок не влияет на распределение реактивных.

Задача: найти наивыгоднейшее распределение нагрузки с учетом потерь активной мощности в сети.

Будем считать, что система имеет $i = 1, 2, ..., n$ тепловых электростанций, для которых известны *расходные* характеристики $B_i(P_{Ti})$ и суммарная нагрузка $P_н$.

Уравнение цели (целевая функция – ЦФ)

$$B = B_1(P_{T1}) + B_2(P_{T2}) + ... + B_n(P_{Tn}) \Rightarrow min.$$

Исходные данные (уравнения связи) – *расходные* характеристики $B_i(P_{Ti})$.

Ограничения – балансовые уравнения мощности

$$\sum_i P_{Ti} - P_н - \pi = 0,$$

где π – суммарная мощность активных потерь.

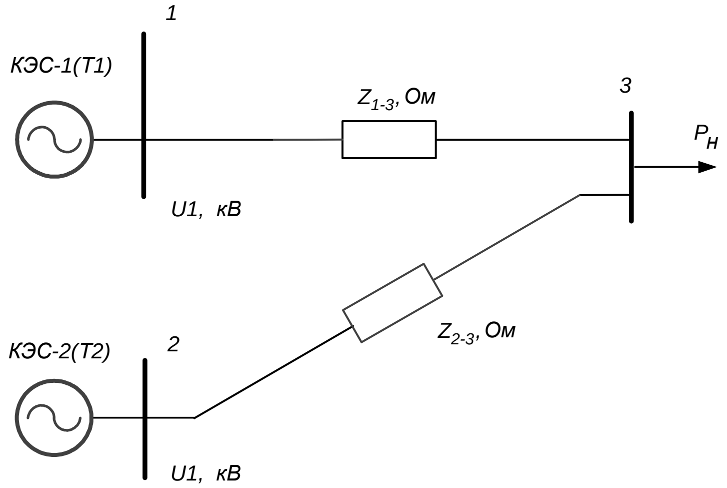

Рис. 4. Схема концентрированной тепловой системы.

Функция Лагранжа:

$$Ф = B_1(P_{T1}) + B_2(P_{T2}) + ... + B_n(P_{Tn}) + \lambda\left(\sum_i P_{Ti} - P_н - \pi\right).$$

Т.к. выражение в скобках равно нулю, то минимум функции Лагранжа и целевой функции (ЦФ) совпадают.

Дифференцируем и приравниваем нулю частные производные

$$\frac{\partial Ф}{\partial P_{T1}} = \frac{\partial B_1}{\partial P_{T1}} + \lambda\left(1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_{T1}}\right) = 0$$

………

$$\frac{\partial Ф}{\partial P_{Tn}} = \frac{\partial B_n}{\partial P_{Tn}} + \lambda\left(1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_{Tn}}\right) = 0,$$

откуда

$$\frac{\dfrac{\partial B_1}{\partial P_{T1}}}{1-\dfrac{\partial \pi}{\partial P_{T1}}}=\ldots=\frac{\dfrac{\partial B_n}{\partial P_{Tn}}}{1-\dfrac{\partial \pi}{\partial P_{Tn}}}=-\lambda\,.$$

Введем обозначения:

$\varepsilon_i=\dfrac{\partial B_i}{\partial P_{Ti}}$ – относительный прирост расхода топлива электростанций, который показывает, как изменится расход топлива *i*-й станции, если ее нагрузка изменится на величину ∂P_{Ti};

$\sigma_i=\dfrac{\partial \pi}{\partial P_{Ti}}$ – относительный прирост потерь активной мощности в сетях, т.е. величина, показывающая, насколько изменятся потери в сетях, если мощность только *i*-й станции изменится на ∂P_{Ti}. Применяя эти обозначения, получаем условия наивыгоднейшего распределения нагрузки:

$$\mu=\frac{\varepsilon_i}{1-\sigma_i}=idem. \qquad (8)$$

При выполнении условия (8) минимум, а не максимум ЦФ обеспечивается, если вторые производные от расходных характеристик по мощности неотрицательны, т.е.

$$\frac{\partial^2 B_i}{(\partial P_{Ti})^2}\ge 0 \quad \text{или} \quad \frac{\partial \varepsilon_i}{\partial P_{Ti}}\ge 0\,.$$

Это означает, что характеристики относительных приростов электростанций должны быть монотонно возрастающими.

Выясним физический смысл условия (8). Для этого запишем его в конечных разностях и умножим числитель и знаменатель на ΔP_T, т.е.

$$\frac{\dfrac{\Delta B}{\Delta P_T}\cdot\Delta P_T}{\left(1-\dfrac{\Delta\pi}{\Delta P_T}\right)\cdot\Delta P_T}=\frac{\Delta B}{\Delta P_T-\Delta\pi}=\frac{\Delta B}{\Delta P_н}=idem\,.$$

Из этого следует, что при наивыгоднейшем распределении нагрузки прирост расхода топлива ΔB на прирост активной мощности $\Delta P_н$ у потребителя *должен быть одинаковым для всех электростанций*.

Чтобы учесть потери мощности в сети даже для простой схемы, нужно решить систему уравнений установившегося режима. Для реальных систем, имеющих замкнутые контуры и большое число узлов такая задача сложна, зачастую сложнее задачи распределения нагрузки. Поэтому во многих случаях потери в сети учитываются приближенно в виде поправок к характеристикам станций.

Распределение нагрузки без учета потерь активной мощности в сети

Такая задача в большей степени характерна для распределения нагрузки между агрегатами электростанции, чем для энергосистемы. Однако для энергосистем с высокой степенью концентрации мощности такая постановка также возможна, так как неучет потерь мощности в сетях не приводит к большим погрешностям.

При неучете потерь активной мощности, т.е. при $\Delta\pi = 0$, условие наивыгоднейшего распределения нагрузки имеет вид, аналогичный условию (3), полученному ранее для задачи распределения нагрузки между агрегатами:

$$\varepsilon_i = idem.. \qquad (9)$$

Оптимальный режим соответствует равенству относительных приростов станций.

Полученное условие (9) сохраняется для гидроагрегатов, турбин и котлов ТЭС [1].

Если каждая электростанция работает на разном топливе, которое имеет разную цену u_T в рублях за тонну условного топлива, то условие оптимизации приобретает вид:

$$\varepsilon_i \cdot u_{Ti} = idem.. \qquad (10)$$

Это приводит к бóльшей нагрузке станций, работающих на дешевом топливе, и разгрузке станции на дорогом топливе.

Охрана окружающей среды и оптимальные режимы нагрузки

При планировании и управлении режимами систем энергетики приходится учитывать влияние энергетики на окружающую среду. С учетом этого может оказаться целесообразной, например, разгрузка электростанций, расположенных в центре больших городов ниже оптимальных величин, если они выбрасывают в атмосферу значительное количество вредных веществ, а погодная обстановка (направление ветра или его отсутствие, выпадение осадков и др.) оказывается особенно неблагоприятной для здоровья населения города. Естественно, что разгрузка производится за счет дополнительной загрузки менее экономичных станций, что увеличит затраты.

При сжигании топлива ценой u_T, руб/т, общие затраты, связанные с его сжиганием и с ущербом для окружающей среды

$$И_T = B \cdot \left(u_T + У_з + У_с + У_а + У_в + У_{вд} + У_{пр}\right).$$

Здесь У – ущерб от выброса соответственно золы, серы, азота, ванадия, нагретой или грязной воды, прочие ущербы.

Любая составляющая ущерба пропорциональна количеству расхода топлива, т.е. можно записать

$$И_T = B \cdot u_T \cdot k_э,$$

где $k_э$ – коэффициент пересчета цены топлива с учетом его вредного воздействия на природу.

Отметим, что в определении удельного ущерба от вредного выброса есть много сложностей и спорных моментов. Еще в большей степени это относится к учету местных климатических и экономико-географических факторов. В большинстве случаев численные оценки этих величин находятся экспертным путем.

Зная значение издержек от выброса вредных веществ на 1 т топлива, и приближенно считая ее независимой от режима работы энергоустановки, можно получить уравнение оптимального управления режимом распределения нагрузки в виде

$$\varepsilon_i \cdot u_T \cdot k_э = idem., \tag{11}$$

Уравнение справедливо для выпуклой задачи. Считается, что снижение загрязнения достигается лишь перераспределением нагрузки. Однако, выброс, например, оксидов азота существенно зависит от организации рециркуляции газов, и подавление выбросов этих веществ влияет на к.п.д. блока. Для оптимального распределения нагрузки следует учитывать изменение расходной характеристики агрегата. По каждому виду вредных веществ существуют предельно допустимые нормы выбросов в атмосферу. Это может накладывать дополнительные ограничения в работе электростанции на грязном топливе, т.е. усложняется математическая модель системы.

Распределение нагрузки в энергосистеме с ГЭС и ТЭС [1]

Для смешанной энергосистемы задача наивыгоднейшего распределения нагрузки делится на две различные задачи.

Первая – оптимизация длительных режимов системы. В этой задаче для всего цикла регулирования ГЭС находится наивыгоднейшее распределение нагрузки между станциями системы и определяется режим использования водноэнергетических ресурсов водохранилищ. Последнее и является целью расчетов. Определяются календарные графики сработки и заполнения водохранилищ всех гидростанций системы. Это особые задачи, при решении которых необходимо принимать во внимание как нужды других водопользователей, так и случайные факторы (например, осадки, прогнозирование которых возможно только краткосрочное), и они в данном курсе рассматриваться не будут.

Вторая – оптимизация краткосрочных режимов, или наивыгоднейшее распределение нагрузки в смешанной системе для суточного или меньшего периода оптимизации. Вторая задача и будет здесь рассматриваться. Ограничения по речному стоку определяются при решении первой задачи.

При постоянстве напора ГЭС. Допустим, что в системе имеется одна эквивалентная тепловая электростанция и $j = \alpha, \beta, ..., \gamma$ гидростанций. Каждая гидростанция за период T может израсходовать определенное количество энергоресурса (стока), причем делается допущение, что в течение периода оптимизации напор не меняется, хотя ГЭС и ведут регулирование. Такие случаи встречаются для высоконапорных и средненапорных ГЭС, когда приток воды в водохранилище близок к расходу ее через агрегаты и колебания уровня бъефов не вносят существенной погрешности в энергетические показатели гидростанций. Задача заключается в том, чтобы в каждом расчетном интервале всего периода T получить наивыгоднейшее распределение нагрузки между станциями.

Уравнение цели (ЦФ):

$$B = \sum_{t=1}^{k} B_t \Delta\tau_t \Rightarrow min.$$

Расход топлива эквивалентной тепловой станции B_t зависит от того, с какой мощностью она будет работать на интервалах времени $t = 1, 2, ..., k$ длительностью $\Delta\tau_t$, а следовательно, от мощности ГЭС.

Уравнения связи (исходные данные) – расходная энергетическая характеристика $B(P_{ТЭС})$ эквивалентной ТЭС и расходные энергетические характеристики каждой ГЭС $Q_j(P_j, H_j)$, где H_j – напор соответствующей ГЭС.

Уравнения ограничений. Для каждого расчетного интервала t имеется балансовое уравнение мощностей (всего k уравнений):

$$W_{P,t} = (P_{ТЭС,t} + P_{\alpha,t} + P_{\beta,t} + ... + P_{\gamma,t}) - P_t - \pi_t = 0. \qquad (12)$$

Для каждой гидростанции задается ограничение по стоку (всего j уравнений)

$$W_j = W_{Q,j} - \sum_{t=1}^{k} Q_{j,t} \Delta\tau_t = 0. \qquad (13)$$

Условные обозначения в (12) и (13): $P_t = P_1, P_2, \ldots$ – нагрузка системы в интервале $t = 1, 2, \ldots, k$; $P_{ТЭС,\,t}$ – мощность ТЭС; $P_{\alpha,\,t}$, $P_{\beta,\,t}$, ..., $P_{\gamma,\,t}$ – мощности ГЭС; π_t – потери активной мощности в сетях; $W_{Q,\,j} = W_{Q,\,\alpha}, W_{Q,\,\beta}, \ldots$ – заданные ограничения стока; $Q_{j,\,t} = Q_{\alpha,\,t},\ Q_{\beta,\,t}, \ldots$ – расход воды, с которым работает соответствующая ГЭС в каждом расчетном интервале t.

Функция Лагранжа принимает вид

$$\Phi = \sum_{t=1}^{k} B_t + \sum_{t=1}^{k} \lambda_t W_{P,\,t} + \sum_{j=\alpha}^{\gamma} \lambda_j W_j .$$

Неизвестными величинами являются мощности одной ТЭС и j ГЭС в каждом расчетном интервале t, всего $t\left(j+1\right)$ неизвестных мощностей. Неизвестны также множители Лагранжа: t множителей λ_t и j множителей λ_j. Т.е. число неизвестных $jt + 2t + j$, необходимо составить $jt + 2t + j$ уравнений.

Дифференцируем функцию Лагранжа по всем неизвестным. Производные по мощности ТЭС имеют вид

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{ТЭС,\,t}} = \frac{\partial B_t}{\partial P_{ТЭС,\,t}} + \lambda_t \left(1 - \frac{\partial \pi_t}{\partial P_{ТЭС,\,t}} \right) = 0 .$$

Используя введенные выше обозначения относительного прироста расхода топлива электростанций $\varepsilon_t = \partial B_t / \partial P_{Tt}$ и относительного прироста потерь активной мощности в сетях $\sigma_t = \partial \pi_t / \partial P_{Tt}$, для разных интервалов времени получим:

$$-\lambda_1 = \frac{\varepsilon_1}{1-\sigma_1}; \quad -\lambda_2 = \frac{\varepsilon_2}{1-\sigma_2}; \ \ldots..$$

Находим производные по мощности ГЭС, считая, что прямой зависимости расходной характеристики ТЭС от мощности ГЭС нет. Получаем уравнения

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{j,\,t}} = \lambda_t \left(1 - \frac{\partial \pi_t}{\partial P_{j,\,t}} \right) + \lambda_j \frac{\partial Q_{j,\,t}}{\partial P_{j,\,t}} = 0,$$

из которых получим

$$-\lambda_1 = \frac{\lambda_\alpha q_{\alpha,\,1}}{1-\sigma_{\alpha,\,1}} = \frac{\lambda_\beta q_{\beta,\,1}}{1-\sigma_{\beta,\,1}} = \ldots; \ -\lambda_2 = \frac{\lambda_\alpha q_{\alpha,\,2}}{1-\sigma_{\alpha,\,2}} = \frac{\lambda_\beta q_{\beta,\,2}}{1-\sigma_{\beta,\,2}} = \ldots;$$

… .

Обобщая уравнения для ТЭС и ГЭС, получаем условия оптимизации

$$-\lambda_1 = \frac{\varepsilon_1}{1-\sigma_{T1}} = \lambda_\alpha \frac{q_{\alpha,1}}{1-\sigma_{\alpha,1}} = \lambda_\beta \frac{q_{\beta,1}}{1-\sigma_{\beta,1}} = \ldots = \lambda_\gamma \frac{q_{\gamma,1}}{1-\sigma_{\gamma,1}};$$

$$-\lambda_2 = \frac{\varepsilon_2}{1-\sigma_{T2}} = \lambda_\alpha \frac{q_{\alpha,2}}{1-\sigma_{\alpha,2}} = \lambda_\beta \frac{q_{\beta,2}}{1-\sigma_{\beta,2}} = \ldots = \lambda_\gamma \frac{q_{\gamma,2}}{1-\sigma_{\gamma,2}};$$

…..

Все выражения, входящие в последнюю систему – ε_k, σ_k, q_k, за исключением множителей Лагранжа λ_k, определяются энергетическими характеристиками оборудования (относительными приростами на ТЭС и ГЭС) и параметрами электрической сети (относительными приростами потерь в сети), поэтому индексы времени можно опустить; тогда получим окончательный вид уравнения оптимизации

$$\frac{\varepsilon}{1-\sigma_T} = \lambda_\alpha \frac{q_\alpha}{1-\sigma_\alpha} = \lambda_\beta \frac{q_\beta}{1-\sigma_\beta} = \ldots = \lambda_\gamma \frac{q_\gamma}{1-\sigma_\gamma}, \qquad (14)$$

где $\varepsilon = \dfrac{\partial B_T}{\partial P_T}$ – относительный прирост расхода топлива на ТЭС;

$q_j = \dfrac{\partial Q_j}{\partial P_j}$ – относительный прирост расхода воды ГЭС;

$\sigma_T = \dfrac{\partial \pi}{\partial P_T}$, $\sigma_j = \dfrac{\partial \pi}{\partial P_j}$, – относительные приросты потерь активной мощности в электрических сетях при изменении мощностей ТЭС и ГЭС соответственно.

Условие (14) имеет следующий смысл: для наивыгоднейшего распределения нагрузки необходимо для всего периода оптимизации соблюдать постоянное соотношение λ_j между ТЭС и ГЭС. Например, нагрузка между ТЭС и гидростанцией α должна распределяться по соотношению

$$\lambda_\alpha = \left(\frac{\varepsilon}{1-\sigma}\right) \cdot \left(\frac{q_\alpha}{1-\sigma_\alpha}\right)^{-1}.$$

ГЭС могут различаться напором и расходом, поэтому для каждой ГЭС имеется свой множитель λ_j.

Размерность и физический смысл коэффициентов λ_j.

Рассмотрим простейшую энерготепловую систему, состоящую из одной ТЭС и одной ГЭС. Допустим, что электростанции расположены рядом и сеть можно не принимать во внимание ($\sigma = 0$). Тогда в конечных разностях условие наивыгоднейшего распределения нагрузки примет вид

$$\varepsilon = \lambda_j \cdot q \ ,$$

где $\varepsilon = \dfrac{\Delta B}{\Delta P_{ТЭС}}; \quad q = \dfrac{\Delta Q}{\Delta P_{ГЭС}}.$

Тогда

$$\lambda_j = \left(\frac{\Delta B}{\Delta P_{ТЭС}} \right) \cdot \left(\frac{\Delta Q}{\Delta P_{ГЭС}} \right)^{-1} . \qquad (15)$$

Допустим, что приращения мощности на электростанциях равны, т.е. $\Delta P_{ТЭС} = \Delta P_{ГЭС}$. В результате (15) преобразуется к виду:

$$\lambda_j = \left(\frac{\Delta B}{\Delta Q} \right) .$$

Следовательно, λ_j – мера эффективности использования гидроресурсов в системе. Этот коэффициент показывает, какая экономия условного топлива (тонн), будет получена на ТЭС, если на ГЭС дополнительно используется расход воды ΔQ (м^3/с). Наивыгоднейшим будет такой режим, при которой ресурсы каждой ГЭС будут использованы с одинаковой эффективностью в течение всего времени оптимизации и $\lambda_j = idem$.

Коэффициент λ_j связан с параметрами ГЭС, т.е. с ее напором и расходом. Если напор постоянный, а расход меняется, то ГЭС меняет и свою мощность. Эффективность использования гидроресурсов λ_j обратно пропорциональна расходу воды и прямо пропорциональна напору, так как при увеличении напора и постоянстве мощности уменьшается расход ГЭС.

При переменном напоре ГЭС [1]. Изменение напора ГЭС может вызываться непостоянством уровней верхнего и нижнего бьефов в течение периода оптимизации. На приплотинных ГЭС с большими водохранилищами уровень верхнего бьефа меняется мало (на сантиметры), а уровень нижнего бьефа достаточно сильно. Например, на Камской ГЭС изменение нижнего бьефа за сутки – 3,5 м. На деривационных ГЭС на несколько метров может меняться напор за счет изменения уровня напорного бассейна. Изменение напора вызывает «эффект последствий», т.е. влияние режима ГЭС на текущем интервале на последующие. Это усложняет оптимизационные задачи.

Пусть в системе имеются две станции: тепловая и гидравлическая. Между ними произвольно распределен заданный график нагрузки с соблюдением баланса мощности. По графику мощностей ГЭС определен график ее расходов.

Перераспределим нагрузку и посмотрим, к каким изменениям в системе это может привести.

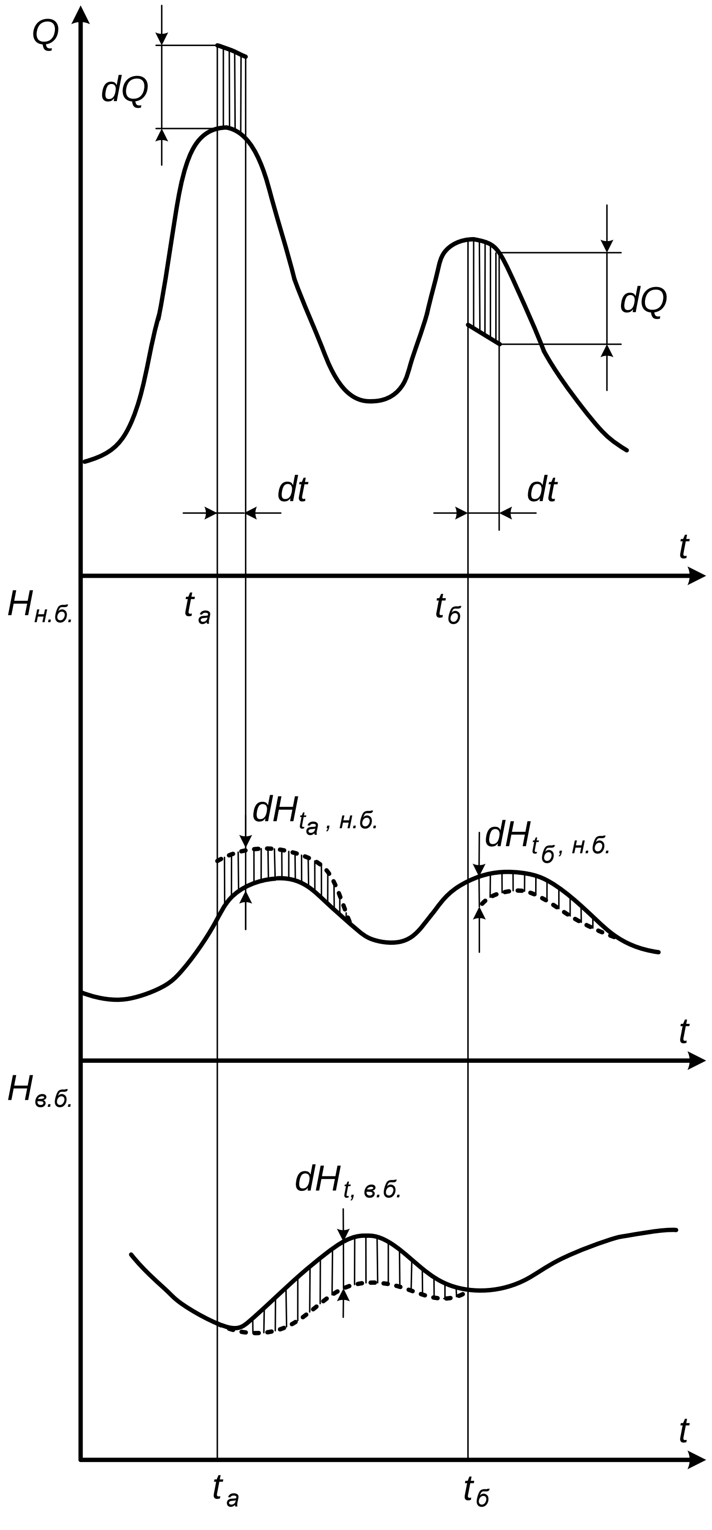

Рис. 5. Влияние режима расходов ГЭС на напор [1].

В момент t_a на интервале dt увеличим расход ГЭС на величину dQ, а в дальнейший момент $t_б$ интервала dt уменьшим расход ГЭС на ту же величину dQ. Как изменятся мощности станций в период от t_a до $t_б$? Увеличение расхода приведет к увеличению мощности на $dP_a = (q_a)^{-1} \cdot dQ$ и к такому же снижению мощности тепловой станции. Экономию топлива на тепловой станции можно записать как

$$dB_a = \varepsilon_a dP_a dt = \varepsilon_a (q_a)^{-1} dQ \cdot dt = \lambda_a dV, \qquad (16)$$

где q_a, ε_a – относительные приросты ГЭС и ТЭС; $\lambda_a = \varepsilon_a (q_a)^{-1}$ – множитель Лагранжа, $dV = dQ \cdot dt$ – дополнительный сток ГЭС.

Экономия топлива по (16) найдена <u>без учета изменчивости напора</u>. В действительности увеличение расхода приводит к увеличению уровня нижнего бьефа. Так как этот процесс затухает медленно, то он будет продолжаться от t_a до бесконечности. Мощность ГЭС при этом снижается на

$$dP_{a,\,н.б.} = \frac{\partial P}{\partial H} dH_{t,\,н.б.}\,.$$

Таким образом, чтобы судить о мощностях, нужно знать изменчивость уровня нижнего бьефа $dH_{t,\,н.б.}$. Методы определения этой зависимости сложны, трудоемки, поэтому применяются упрощенные методы.

Дополнительный расход топлива ТЭС за счет увеличения нижнего бьефа на $dH_{t,\,н.б.}$

$$dB_{a,\,н.б.} = \int_{t_a}^{\infty} dP_{t,\,н.б.} \cdot \varepsilon_{a,\,t} dt = \Delta\lambda_{a,\,н.б.} dV,$$

где принято обозначение

$$\Delta\lambda_{a,\,н.б.} = \frac{1}{dV} \cdot \int_{t_a}^{\infty} dP_{t,\,н.б.} \cdot \varepsilon_{a,\,t} dt.$$

Такое обозначение введено потому, что величина $\Delta\lambda_{a,\,н.б.}$ имеет ту же размерность, что и λ – эффективность использования гидроресурсов в (14).

Аналогичные рассуждения можно применить к моменту $t_б$, когда будет восстановлен баланс стока ГЭС.

Тогда получим:

$$dB_б = \lambda_б dV; \quad dB_{б,\,н.б.} = \Delta\lambda_{б,\,н.б.} dV.$$

Но напор меняется и за счет изменчивости верхнего бьефа, поэтому необходимо учесть эффект последствия. В течение периода от t_a до $t_б$ ГЭС работает с пониженными на $dH_{в.б.}$ по сравнению с первоначальным режимом уровнями верхнего бьефа.

Можно так определить снижение мощности ГЭС в этот период:

$$dP_{аб} = \frac{\partial P}{\partial H} \cdot \frac{\partial H}{\partial V} \cdot dV \ ,$$

причем $\frac{\partial P}{\partial H}$ показывает изменение мощности ГЭС от напора, а $\frac{\partial H}{\partial V}$ – изменение напора от объема. Всего же объем изменился на dV.

Пережог топлива на ТЭС за счет понижения верхнего бьефа определится как

$$dB_{аб} = \int_{t_a}^{t_б} dP_{аб} \cdot \varepsilon_t dt = \Delta\lambda_{аб} dV \ ,$$

где $\Delta\lambda_{аб} = \frac{1}{dV} \cdot \int_{t_a}^{t_б} \frac{\partial P}{\partial H} \cdot \frac{\partial H}{\partial V} \cdot \varepsilon_t dt$, причем видно, что размерность и этой величины совпадает с размерностью эффективности использования гидроресурсов λ.

Общее изменение расхода топлива системы суммируется из *уменьшения расхода топлива* за счет увеличения расхода на ГЭС в момент t_a, *дополнительного расхода топлива* за счет увеличения уровня нижнего бьефа, *увеличения расхода топлива* за счет уменьшения расхода на ГЭС в момент $t_б$, *экономии топлива* за счет уменьшения уровня нижнего бьефа и *дополнительного расхода топлива* при изменении уровня верхнего бьефа и равно

$$dB_c = -dB_a + dB_{a,\,н.б.} + dB_б - dB_{б,\,н.б.} + dB_{аб} \ .$$

Если первоначальное распределение нагрузки было лучше второго, то $dB_c > 0$; если же последующий режим лучше, то $dB_c < 0$, т.е. в системе будет экономия. Примем условие равноэкономичности режимов за расчетное, что соответствует $dB_c = 0$.

Подставляем выражения, сокращаем dV, в результате получаем

$$\lambda_б - \Delta\lambda_{б,\,н.б.} = \lambda_a - \Delta\lambda_{a,н.б.} - \Delta\lambda_{аб} \ . \qquad (17)$$

где $\lambda_a = \varepsilon_a (q_a)^{-1}$ – множитель Лагранжа, являющийся мерой эффективности расходования водных ресурсов ГЭС, определяемый относительным приростом расхода топлива на ТЭС (ε) при уменьшении расхода воды на ГЭС (q);

$\Delta\lambda_{б,н.б.}$, $\Delta\lambda_{а,н.б.}$ – относительный дополнительный расход топлива за счет изменения нижнего бьефа на ГЭС;

$\Delta\lambda_{аб}$ – относительный дополнительный расход топлива, обусловленный изменением верхнего бьефа. Из (17) следует, что при изменении напора ГЭС значение λ не остается постоянным. Поэтому на каждом расчетном интервале времени требуется определять свой коэффициент эффективности λ.

Распределение реактивной мощности [1, 7]

Генерация реактивной мощности влияет на режим напряжений и потокораспределение мощностей системы. Следовательно, распределение реактивных мощностей также может быть задачей оптимизации.

Предположим, что генерация реактивной мощности не связана с какими-либо затратами. Тогда единственной целью оптимизации распределения реактивной мощности является минимизация потерь активной мощности в сетях. Минимизируя потери активной мощности, можно снизить и расход топлива станций системы.

Следовательно, *целевая функция (ЦФ)* – минимум потерь активной мощности $\pi = \Delta P \Rightarrow min$. Потери активной мощности являются функцией как от активных, так и от реактивных мощностей $\pi = \pi(Q)$. Напомним:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R \ .$$

При наличии компенсирующих устройств

$$\Delta P = \frac{P^2 + (Q - Q_{к.у.})^2}{U^2} \cdot R \ .$$

Условно считаем, что <u>активные</u> мощности заданы и неизменны, хотя изменение потерь мощности в сетях требует изменения активной мощности какой-либо станции (потери должны быть скомпенсированы!). Но мы принимаем, что потери зависят только от реактивной мощности.

<u>*Уравнение ограничения*</u> – балансовое уравнение: суммарная реактивная нагрузка $Q_н$ и сумма мощностей источников реактивной мощности Q_i, т.е. [1]:

$$W_Q = Q_н + \Delta Q - \sum_{i=1}^{r} Q_i = 0 .$$

Уравнение оптимизации получим с использованием метода множителей Лагранжа. Функция Лагранжа принимает вид

$$\Phi = \pi + \lambda W_Q = \pi + \lambda \cdot \left(Q_н + \Delta Q - \sum_{i=1}^{r} Q_i \right).$$

Неизвестными в этой задаче являются r мощностей источников реактивной мощности и множитель Лагранжа, всего $r+1$ неизвестное. Для решения составляют r уравнений дифференцированием $ЦФ$ по всем независимым переменным, а одно уравнение – это уравнение баланса реактивной мощности.

Дифференцируя функцию Лагранжа по реактивной мощности станций, получаем r уравнений [1]:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial Q_i} = \frac{\partial \pi}{\partial Q_i} - \lambda \left(1 - \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_i} \right) = 0 \; .$$

Отсюда следует

$$\lambda = \frac{\dfrac{\partial \pi}{\partial Q_1}}{1 - \dfrac{\partial \Delta Q}{\partial Q_1}} = \frac{\dfrac{\partial \pi}{\partial Q_2}}{1 - \dfrac{\partial \Delta Q}{\partial Q_2}} = \ldots = idem \; . \qquad (18)$$

Это условие справедливо только для случаев, когда генерация реактивной мощности не связана непосредственно с затратами топлива или мало влияет на них. В противном случае задачи распределения активных и реактивных мощностей должны решаться совместно.

Условие (18) упрощается, если пренебречь потерями реактивной мощности, т.е. принять $\Delta Q = 0$, тогда условие оптимальности примет вид:

$$\lambda = \frac{\partial \pi}{\partial Q_i} = idem \; .$$

Физический смысл условия оптимального распределения реактивной нагрузки [1]

Запишем выражение (7) в конечных разностях

$$\lambda = \left(\frac{\Delta \pi}{\Delta Q_i} \right) \Bigg/ \left(1 - \frac{\Delta(\Delta Q)}{\Delta Q_i} \right) = idem \; .$$

Домножим и числитель и знаменатель на ΔQ_i, получим

$$\lambda = \frac{\dfrac{\Delta\pi}{\Delta Q_i} \cdot \Delta Q_i}{\left(1 - \dfrac{\Delta(\Delta Q)}{\Delta Q_i}\right) \cdot \Delta Q_i} = \frac{\Delta\pi}{\Delta Q_i - \Delta(\Delta Q)} = \frac{\Delta\pi}{\Delta Q_н} = idem \ ,$$

где $\Delta Q_н$ – реактивная мощность у потребителей при генерации мощности ΔQ.

Полученное условие показывает, что оптимальным будет такой режим, при котором для всех источников реактивной мощности будет иметь равенство прироста потерь активной мощности на единицу прироста реактивной нагрузки потребителей.

Лекция 3.

Комплексное распределение мощностей

Анализ допущений, при которых возможно разделение задачи оптимального распределения мощностей нагрузок

Задачей оптимального распределения мощности является достижение минимальности суммарных затрат на электростанциях энергосистемы. Если затраты на электростанциях можно было бы разделить на две составляющие, из которых первая зависит только от распределения активной мощности и не зависит от реактивной, а вторая - наоборот, то тогда можно было бы независимо распределять активную и реактивную мощности, и комплексное распределение их не требовалось бы [4].

Такая разбивка возможна только при принятии следующих упрощающих допущений:

1) активные и реактивные нагрузки потребителей во всех узловых точках не зависят от величины модулей напряжения в этих точках. Отказ от этого допущения означает необходимость учета изменений нагрузок потребителей при перераспределении как активных, так и реактивных мощностей генерирующих источников, так как при этом другими будут модули напряжений в узлах нагрузок, а, следовательно, и активные и реактивные нагрузки потребителей. Поэтому всякое перераспределение одного вида мощности влияет на распределение другого, **независимое их распределение будет невозможно** [4, 7];

2) потери активной мощности в сетях можно разделить на две части, одна из которых зависит только от распределения активной мощности, другая – только от реактивной. Значит, каждая из них не зависит от модулей и фазовых углов векторов напряжений в узловых точках. На самом деле такая зависимость существует, т.е. изменение распределения мощностей одного вида влияет на потери мощности обоих видов [4];

3) генерация реактивной мощности не связана с какими-либо затратами на электростанциях. Т.е. не учитываются затраты на потери мощности в обмотке возбуждения и стали на электростанциях, а на подстанциях – потери активной мощности в компенсаторах реактивной мощности [4].

Отказ от названных допущений требует рассмотрения задачи комплексного распределения мощностей.

Упрощенный алгоритм комплексной оптимизации

Если не учитывать ограничения в форме неравенств по пропускной способности ЛЭП и мощностям электростанций, то задача может решаться методом множителей Лагранжа.

Пусть в энергосистеме на параллельную работу включено n активных и m реактивных источников мощности, связанных с узлами нагрузки сетью произвольной конфигурации [1, 7].

Целевая функция (ЦФ) имеет вид

$$B = \sum_{i=1}^{n} B_i \Rightarrow min.$$

Ограничение по балансу активной мощности имеет вид

$$W_P = \sum_{i=1}^{n} P_i - P_н - \pi = 0.$$

Аналогично по реактивной мощности

$$W_Q = \sum_{i=1}^{n} Q_i - Q_н - q = 0.$$

Здесь π и q – потери активной и реактивной мощностей в электрической сети.

Функция Лагранжа включает эти два ограничения и примет вид

$$\Phi = \sum_{i=1}^{n} B_i + \lambda_1 W_P + \lambda_2 W_Q.$$

При условии неизменности нагрузок решение находится из уравнений:

n уравнений $$\frac{\partial \Phi}{\partial P_i} = \frac{\partial B_i}{\partial P_i} + \lambda_1 \left(1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_i} \right) - \lambda_2 \frac{\partial q}{\partial P_i} = 0 \ ;$$

m уравнений $$\frac{\partial \Phi}{\partial Q_i} = -\lambda_1 \frac{\partial \pi}{\partial Q_i} + \lambda_2 \left(1 - \frac{\partial q}{\partial Q_i} \right) = 0 \ .$$

Найдем из уравнений второй группы отношение

$$J_i = \frac{\lambda_2}{\lambda_1} = \frac{\dfrac{\partial \pi}{\partial Q_i}}{1 - \dfrac{\partial q}{\partial Q_i}} = \frac{\dfrac{\partial \pi}{\partial Q_i}}{1 - \sigma_{Q,i}} \ . \qquad (19)$$

Символом $\sigma_{Q,i} = \partial q / \partial Q_i$ обозначен дифференциальный показатель относительного прироста потерь реактивной мощности. Он показывает, как возрастают потери реактивной мощности во всей сети при изменении реактивной нагрузки i-го источника на ∂Q_i. Записав это уравнение для каждого из m источников и приравняв правые части, получим условие наивыгоднейшего распределения реактивных мощностей системы [1, 7]:

$$\frac{\dfrac{\partial \pi}{\partial Q_i}}{1-\sigma_{Q,i}} = idem \ ,$$

что уже было выше – см. (18).

Обратимся теперь к уравнениям первой группы. Запишем одно из них в виде [1, 7]:

$$\varepsilon_i + \lambda_1 \cdot \left(1-\sigma_i\right) - \lambda_1 \cdot J_i \frac{\partial q}{\partial P_i} = 0 \ .$$

(σ_i уже рассматривали – относительный прирост потерь активной мощности в сети). Подставим выражение для J_i – (19) – в последнее выражение:

$$\varepsilon_i + \lambda_1 \cdot \left(1-\sigma_i\right) - \lambda_1 \cdot \frac{\dfrac{\partial \pi}{\partial Q_i}}{1-\sigma_{Q,i}} \frac{\partial q}{\partial P_i} = 0 \ .$$

Домножаем на знаменатель:

$$\varepsilon_i \cdot \left(1-\sigma_{Q,i}\right) + \lambda_1 \cdot \left(1-\sigma_i\right) \cdot \left(1-\sigma_{Q,i}\right) - \lambda_1 \cdot \frac{\partial \pi}{\partial Q_i} \cdot \frac{\partial q}{\partial P_i} = 0 \ . \qquad (20)$$

Раскрываем скобки, решаем (20) относительно λ_1 и распространяем полученное равенство на все n источников активной мощности [1, 7]:

$$\frac{\varepsilon_i \cdot \left(1-\sigma_{Q,i}\right)}{1-\sigma_i-\sigma_{Q,i}+\sigma_i \cdot \sigma_{Q,i} - \dfrac{\partial q}{\partial P_i} \cdot \dfrac{\partial \pi}{\partial Q_i}} = idem \ . \qquad (21)$$

Это общее условие наивыгоднейшего распределения активной и реактивной нагрузки в сложной энергосистеме с учетом потерь мощности в электрической сети.

Если активная и реактивная мощности распределяются независимо, уравнение распадается на два, первое из которых мы уже получали – см. (8).

$$\frac{\varepsilon_i}{1-\sigma_i} = idem; \qquad \frac{\dfrac{\partial q}{\partial P_i}}{1-\sigma_{Qi}} = idem \ . \qquad (22)$$

Можно показать, что для однородной электрической сети, т.е. для сети, у которой отношение активного и реактивного удельных сопротивлений $r_0 / x_0 = const$, общее условие (21) упрощается. Для таких сетей выполняется условие

$$\frac{\partial q}{\partial P_i} \cdot \frac{\partial \pi}{\partial Q_i} = \frac{\partial \pi}{\partial P_i} \cdot \frac{\partial q}{\partial Q_i} = \sigma_i \cdot \sigma_{Q,i} \ .$$

Тогда условие наивыгоднейшего распределения нагрузки в однородных сетях примет вид:

$$\frac{\varepsilon_i \cdot \left(1 - \sigma_{Q,i}\right)}{1 - \sigma_i - \sigma_{Q,i}} = idem \ . \qquad (23)$$

Определение производных потерь в электрических сетях [1]

В общем случае необходимо найти четыре производные: σ, σ_Q, $\frac{\partial q}{\partial P_i}$ и $\frac{\partial \pi}{\partial Q_i}$. Нахождение их – трудоемкая задача. Зависимость производных от нагрузок станции нелинейна. Кроме того, производная потерь зависит не только от суммарной нагрузки системы, но и от ее распределения по отдельным узлам.

Однородная сеть.

Самый простой случай – случай однородной сети. Потери в сети

$$\pi = \sum_{s=1}^{l} \frac{P_s^2 + Q_s^2}{U_s^2} r_s ,$$

где l – число линий, r – активное сопротивление линии; U – напряжение; P_s, Q_s – активная и реактивная нагрузки линии.

В однородной сети активные нагрузки не зависят от реактивных, поэтому

$$\sigma_i = \frac{\partial \pi}{\partial P_i} = \sum_{s=1}^{l} \frac{2 P_s \frac{\partial P_s}{\partial P_i}}{U_s^2} r_s = \frac{2}{U^2} \sum_{s=1}^{l} P_s r_s \frac{\partial P_s}{\partial P_i} \ .$$

(считаем, что напряжение по всей сети приведено к одному номинальному, поэтому выносим за знак суммы);

$P_s r_s$ – характеризует потери напряжения от узла s до балансирующего узла, они одинаковы по всем параллельным ветвям, поэтому тоже выносим за знак суммы;

$\dfrac{\partial P_s}{\partial P_i}$ – коэффициент потокораспределения. Сумма коэффициентов потокораспределения по всем ветвям равна 1. Тогда окончательно

$$\sigma_i = \frac{2}{U^2} P_s r_s; \quad \text{аналогично } q = \sum_{s=1}^{l} \frac{P_s^2 + Q_s^2}{U_s^2} x_s, \quad \sigma_{Q,i} = \frac{2}{U^2} P_s x_s.$$

Неоднородная сеть.

В неоднородной сети потери активной мощности можно представить через узловые нагрузки

$$\pi = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{g=1}^{n-1} \left[B_{i,g} \left(P_i P_g + Q_i Q_g \right) - C_{i,g} \left(P_i Q_g + P_g Q_i \right) \right].$$

Потери реактивной мощности

$$q = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{g=1}^{n-1} \left[D_{i,g} \left(P_i P_g + Q_i Q_g \right) + F_{i,g} \left(P_i Q_g + P_g Q_i \right) \right],$$

где i и g – номера узлов; P и Q – активная и реактивная узловые нагрузки; $B_{i,g}$, $C_{i,g}$, $D_{i,g}$, $F_{i,g}$ – коэффициенты потерь. Они являются функциями модуля и фазы напряжений. Формулы для их расчета следующие (не для запоминания):

$$B_{i,g} = B_{g,i} = \frac{r_{i,g} \cdot cos\theta_{i,g}}{U_i U_g}, \qquad C_{i,g} = -C_{g,i} = \frac{r_{i,g} \cdot sin\theta_{i,g}}{U_i U_g},$$

$$D_{i,g} = D_{g,i} = \frac{x_{i,g} \cdot cos\theta_{i,g}}{U_i U_g}, \qquad F_{i,g} = -F_{g,i} = \frac{x_{i,g} \cdot sin\theta_{i,g}}{U_i U_g}.$$

Здесь r и x – активное и реактивное сопротивления линий; U – напряжение в узлах; θ – разность фаз векторов напряжений в соответствующих узлах.

Изменение любой из узловых мощностей приводит к изменению модулей и фаз напряжения во всех узлах, кроме балансирующего. Это усложняет расчет производных. Обычно применяют допущение о постоянстве модулей и фаз. Тогда, дифференцируя полученные выражения по соответствующим нагрузкам, получаем

$$\sigma_i = \frac{\partial \pi}{\partial P_i} = 2\sum_{i=1}^{n-1} B_{i,g} P_g - 2\sum_{g=1}^{n-1} C_{i,g} Q_{g(g\neq i)};$$

$$\frac{\partial \pi}{\partial Q_i} = 2\sum_{i=1}^{n-1} B_{i,g} Q_g + 2\sum_{g=1}^{n-1} C_{i,g} P_{g(g\neq i)};$$

$$\frac{\partial q}{\partial P_i} = 2\sum_{i=1}^{n-1} D_{i,g} P_g - 2\sum_{g=1}^{n-1} F_{i,g} Q_{g(g\neq i)};$$

$$\sigma_{Qi} = \frac{\partial q}{\partial Q_i} = 2\sum_{i=1}^{n-1} D_{i,g} Q_g + 2\sum_{g=1}^{n-1} F_{i,g} P_{g(g\neq i)}.$$

Подчеркнем, что полученные зависимости приближенные.

Выводы

Используя (22), можно поэтапно оптимизировать режим энергосистемы.

На первом этапе определяются активные мощности станций и приближенно рассчитывается режим электрической сети, в которой считаются известными реактивные мощности в ветвях, напряжения в узлах, коэффициенты трансформации трансформаторов.

На втором этапе считаются известными активные мощности станций и рассчитываются все параметры электрической сети.

Кроме ограничений по балансу мощностей, могут быть и другие: по напряжениям, углу сдвига фаз в передачах и др. Тогда растет число множителей Лагранжа и процесс оптимизации усложняется.

При высокой размерности задачи и необходимости учета разнообразных ограничений процесс расчета плохо сходится. Это является недостатком рассмотренного алгоритма, поэтому он применяется для концентрированных энергосистем или в совокупности с другими методами оптимизации.

Решение комплексной задачи распределения мощностей методами нелинейного программирования [1]

При комплексной оптимизации любые изменения потоков мощности влияют на узловые напряжения, а значит, изменение потоков активных мощностей влияет на потоки реактивных и наоборот. Для решения задачи комплексного распределения мощностей с учетом взаимовлияния потоков применяются методы нелинейного программирования.

Рассмотрим схематично решение комплексной задачи.

Имеется функция многих переменных $F(Z, D)$.

Компоненты Z являются искомыми параметрами режима, а D включает исходную информацию о состоянии системы.

Для нахождения оптимального решения нужно получить

$$F(Z) \to min$$

при ограничениях в виде равенств и неравенств

$$W(Z) = 0; \qquad Z_{min} \leq Z \leq Z_{max}.$$

Компоненты вектора параметров режима системы Z разделяются на 2 подмножества: X и Y. Подмножество Y включает независимые переменные, т.е. параметры, которые в системе могут регулироваться, на которые можно воздействовать, а X включает зависимые параметры режима, т.е. те, которые могут быть вычислены по параметру Y, тогда

$$Z(X,Y) = Z\left[X\left(Y\right),Y\right],$$

отсюда

$$\min F(Z) = \min F(X,Y) = \min F(Y),$$

а ограничения принимают вид

$$W(X,Y) = 0;$$

$$X_{min} \leq X(Y) \leq X_{max}; \qquad Y_{min} \leq Y \leq Y_{max}.$$

В качестве уравнения связи $Y(X)$ используются уравнения установившегося режима электрической системы, например, уравнения узловых напряжений или узловых мощностей. Чтобы найти зависимые переменные, требуется рассчитать установившийся режим. Это самостоятельная и трудоемкая сетевая задача. В алгоритмах оптимизации режима активных и реактивных мощностей ее удельный вес наибольший.

Деление параметров режима Z на два подмножества X и Y понижает размерность задачи и, следовательно, облегчает вычислительный процесс.

Лекция 4.

Выбор состава агрегатов энергосистемы

Задача комплексной оптимизации для энергосистемы, состоящей только из тепловых электростанций [1]

Рассмотрим основные этапы решения методом нелинейного программирования задачи комплексной оптимизации для энергосистемы, состоящей только из тепловых электростанций.

Пусть энергосистема состоит из M обобщенных и отдельных узлов, и в ней имеются только тепловые станции.

Параметры режима: $P_{Г,i}$, $Q_{Г,i}$ – активные и реактивные мощности генераторных узлов; U_i, δ_i – модули и фазы напряжений в узлах системы. Известны активные и реактивные нагрузки в узлах, причем они не зависят от напряжений и частоты в сети.

Требуется определить оптимальное распределение нагрузки по условию минимума расхода условного топлива системы.

1) Уравнение цели $B(Z) \to min$.

Вектор параметров Z разделяется на вектор независимых переменных $Y(U_i, \delta_i)$ и зависимых переменных $X(P_{Г,i}, Q_{Г,i})$, тогда ЦФ принимает вид

$$B\left[U_i,\ \delta_i,\ P_{Г,i}(U_i,\delta_i),\ Q_{Г,i}(U_i,\delta_i)\right] \Rightarrow min$$

2) Уравнения связи включают:

– эквивалентные характеристики генераторных узлов вида $B_{i,э}(P_{Г,i})$;

– связи между параметрами X и Y (связи в основном неявные);

– уравнения ограничений, которые задаются в виде неравенств

$$P_{Г,i,\min} \le P_{Г,i} \le P_{Г,i,\max};$$

$$Q_{Г,i,\min} \le Q_{Г,i} \le Q_{Г,i,\max};$$

$$U_{i,\min} \le U_i \le U_{i,\max};$$

$$\delta_{i,\min} \le \delta_i \le \delta_{i,\max}.$$

Задаются также балансовые ограничения по активным и реактивным мощностям в виде системы уравнений установившегося режима – рис. 6. Для каждого узла небаланс мощности равен

$$W_{P,i,нб} = P_{i,нб} = P_{Г,i} - P_i - P_{н,i},$$

$$W_{Q,i,нб} = Q_{i,нб} = Q_{Г,i} - Q_i - Q_{н,i},$$

где $W_{P,i,нб}$, $W_{Q,i,нб}$ – небалансы по соответствующим мощностям в узле, P, Q с индексом "$Г$" – мощности от генераторных узлов, P, Q без индекса – нагрузки на сеть; P, Q с индексом "$н$" – мощности на нагрузку.

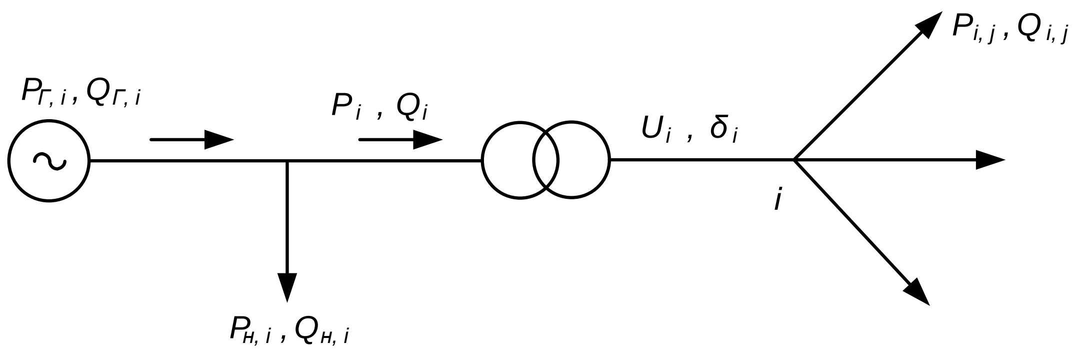

Рис. 6. Узел электрической системы [1].

В стационарном установившемся режиме величины небалансов равны нулю. Если в стационарном режиме изменятся параметры U_i, δ_i, то появится небаланс. Изменяя $P_{Г,i}$, $Q_{Г,i}$, можно получить новый стационарный режим для новых значений U_i, δ_i. Задача состоит в том, чтобы найти такое решение, при котором $B \to min$.

3) Уравнения оптимального управления формируются с использованием, например, градиентных методов. Они позволяют от допустимого стационарного режима системы перейти к оптимальному режиму.

Решение считается оптимальным, если модуль градиент-вектора ΔB функции $B(X,Y)$ будет меньше заданного малого значения, т.е. $|\Delta B| \le \varepsilon$.

Алгоритм комплексной оптимизации может применяться для решения разнообразных режимных задач. Можно по нему проверить допустимость напряжений в узлах и токов в ветвях при различной нагрузке системы. Можно определить мероприятия по поддержанию определенного режима. В их числе уставки по напряжению для АРН (автоматических устройств регулирования напряжения на электростанциях), положение отпаек трансформаторов при регулировании их коэффициентов трансформации, мощности синхронных компенсаторов и др.

Выбор оптимального состава агрегатов [4]

Характеристика задачи. До сих пор при рассмотрении оптимального распределения мощностей предполагалось, что включенные в работу агрегаты на электростанциях заданы. Однако состав работающих агрегатов значительно предопределяет экономичность и надежность системы.

Неравномерность графиков нагрузки системы делает целесообразным, а иногда и необходимым периодические остановки агрегатов при снижении нагрузки и включение их при увеличении.

Включение в работу отдельных агрегатов влияет на величину и размещение резервов, на режим электрической сети, на перетоки по межсистемным линиям электропередач, на расход топлива системы и т.п. Поэтому задача выбора оптимального состава агрегатов относится к числу *важнейших*.

В общем случае для системы, содержащей m гидроэлектростанций и k тепловых станций, задача заключается в том, чтобы для каждого расчетного интервала времени определить:

1) состав агрегатов;

2) моменты пуска и остановки агрегатов;

3) распределение нагрузки между ними, обеспечивающее минимум эксплуатационных затрат и выполнение всех требований по надежности.

При постановке математического описания задачи необходимо учитывать:

1) энергетические характеристики;

2) пусковые расходы агрегатов (котлы или турбины при остановке охлаждаются, поэтому при новом пуске требуют дополнительное тепло. Эти затраты зависят от длительности остановки агрегата, если она меньше суток, если больше – не зависят);

3) вид, сорт, стоимость топлива на ТЭС, ограничения по стоку на ГЭС;

4) потери мощности, ограничения в электрических сетях;

5) ограничения на комбинации работающих агрегатов, и др.

В соответствии с вышеназванным, задача выбора состава агрегатов является:

– нелинейной,

– целочисленной,

– многоэкстремальной,

– имеет высокую размерность (2^n, n – число агрегатов).

Нельзя непосредственно решать задачу методом неопределенных множителей Лагранжа, т.к. изменение числа работающих агрегатов является дискретным, при этом характеристики станции меняются скачком. Можно использовать метод динамического программирования, но только для числа агрегатов до 20-30. Нет достаточно общих методов для организации вариантного анализа различных составов. Все существующие методические приемы являются приближенными.

В связи со сложностью решения общей задачи рассмотрим принципы выбора оптимальных агрегатов для простейших случаев.

Выбор оптимального состава агрегатов в тепловой энергосистеме [4]

Пусть имеется энергосистема только с ТЭС, т.е. все агрегаты установлены на тепловых электростанциях. Нагрузку энергосистемы примем неизменной и вначале не будем учитывать пусковые расходы. Далее примем, что все активные мощности распределяются между включенными агрегатами оптимально по критерию (8):

$$\mu = \frac{\varepsilon_i}{1-\sigma_i} = idem.$$

Определим критерий выгодности остановки одного из работающих агрегатов, например, агрегата j. Удельные расходы затрат обозначим γ, тогда

$$\gamma_j = \frac{B_j}{P_j}.$$

Пусть агрегат j, об остановке которого идет речь, работает до остановки с мощностью P_{j0} и с удельным расходом затрат γ_{j0}. Тогда экономия затрат от остановки агрегата составит

$$Э_{j0} = \gamma_{j0} P_{j0}.$$

При остановке агрегата j придется мощность P_{j0} возложить на другие агрегаты энергосистемы по принципам оптимального распределения мощностей.

Рассмотрим более детально этот процесс. Пусть мощность агрегата j получает малое приращение dP_j при неизменности мощностей всех остальных агрегатов системы и нагрузок всех узловых точек, кроме балансирующей. Такое положение может иметь место только при отклонении нагрузки в балансирующей точке на $dP_{нб}$. При этом изменятся и потери в сетях на величину

$$d\pi = \frac{\partial \pi}{\partial P_j} dP_j$$

и

$$dP_{нб} = dP_j - d\pi = dP_j - \frac{\partial \pi}{\partial P_j} dP_j = \left(1-\sigma_j\right) dP_j .$$

Процесс уменьшения мощности агрегата j на величину dP_j рассмотрим в два этапа. На первом этапе нагрузка балансирующей точки снижается на величину $\left(1-\sigma_j\right)dP_j$, а мощности остальных агрегатов и нагрузок не меняются. На втором этапе нагрузка балансирующей токи увеличивается на $\left(1-\sigma_j\right)dP_j$, т.е. восстанавливается фактическая нагрузка, и для получения баланса мощности остальных агрегатов увеличиваются в соответствии с критерием оптимального распределения (8). При этом затраты возрастают на величину $\mu\cdot\left(1-\sigma_j\right)dP_j$, где μ характеризует удельный прирост затрат системы на единицу увеличения мощности нагрузки.

Таким образом, рост затрат в энергосистеме при остановке агрегата j определяется интегралом

$$З_{j0} = \int_{0}^{P_{j0}} \mu\cdot\left(1-\sigma_j\right)dP_j,$$

где μ и σ_j зависят от P_j.

Упрощение. Если мощность агрегата j очень мала по сравнению с мощностью энергосистемы, то μ изменяется очень мало, точно также мало изменяется и величина коэффициента σ_j. В этом случае

$$З_{j0} \approx \mu_{ср}\cdot\left(1-\sigma_{jср}\right)P_{j0},$$

где

$$\mu_{ср} \approx \frac{\mu_0+\mu_к}{2}; \quad \sigma_{jср} \approx \frac{\sigma_{j0}+\sigma_{jк}}{2}.$$

Здесь μ_0 и $\mu_к$ – начальное и конечное значение удельного прироста затрат в системе при остановке агрегата j; σ_{j0} и $\sigma_{jк}$ – начальное и конечное значение удельного прироста потерь мощности в сети.

Если мощность агрегата j достаточно велика, то более точное значение затрат при остановке агрегата j

$$З_{j0} = \sum\mu_{ср}\cdot\left(1-\sigma_{jср}\right)\delta P_j,$$

где суммирование ведется по интервалам снижения мощности δP_j, а μ и σ_j с индексом «ср» – средние значения для каждого интервала δP_j.

Остановка агрегата выгодна при $Э_{j0} \geq З_{j0}$, т,е. если

$$\gamma_{j0}P_{j0} > \int_{0}^{P_{j0}} \mu \cdot \left(1-\sigma_j\right) dP_j\,, \qquad (24)$$

или приближенно

$$\gamma_{j0}P_{j0} > \mu_{cp} \cdot \left(1-\sigma_{jcp}\right) P_{j0}\,,$$

т.е.

$$\gamma_{j0} > \mu_{cp} \cdot \left(1-\sigma_{jcp}\right). \qquad (24а)$$

Экономия от остановки составит

$$Э = P_{j0}\left[\gamma_{j0} - \mu_{cp} \cdot \left(1-\sigma_{jcp}\right)\right], \qquad (25)$$

Более точно

$$\gamma_{j0}P_{j0} > \sum \mu_{cp} \cdot \left(1-\sigma_{jcp}\right)\delta P_j\,. \qquad (24б)$$

При этом экономия составляет

$$Э = P_{j0}\left[\gamma_{j0} - \sum \mu_{cp} \cdot \left(1-\sigma_{jcp}\right)\frac{\delta P_j}{P_{j0}}\right]. \qquad (25а)$$

Алгоритм. На основе данного критерия можно принять следующий алгоритм выбора оптимального состава агрегатов [4, 7].

Для каждого рассматриваемого периода, например суток, выбирают оптимальные агрегаты. Вначале предполагают, что работают все и находят оптимальное распределение активных мощностей при этом условии. Затем находят экономию от остановки для каждого агрегата в отдельности по формулам (25), а также удельную экономию на единицу номинальной мощности

$$Э_0 = Э / P_{jном}\,.$$

При остановке в первую очередь выбирают агрегат, дающий наибольшую удельную экономию. Учет ведется по удельной экономии потому, что в любой час можно остановить агрегаты с номинальной мощностью не более, чем

$$\delta P = P_{\sum ном} - P_{\sum} - R_{опт}\,.$$

где $P_{\sum ном}$ – номинальная мощность всех агрегатов, $P_{\sum}$ – суммарная нагрузка потребителей, $R_{опт}$ – заданная величина оптимального резерва мощности в системе.

После остановки первого агрегата, дающего наибольшую удельную экономию, вновь производят оптимальное распределение мощностей по работающим агрегатам, затем – расчет удельных экономий от остановки дополнительных агрегатов. Опять выбирают для остановки агрегат, дающий наибольшую удельную экономию и т.д. до тех пор, пока или вообще не будет агрегатов, или остановка очередного не будет приводить к недопустимому снижению резерва мощности.

Таким образом выясняется, какие агрегаты должны стоять в течение отдельных часов суток.

Для приближенного учета пусковых расходов агрегатов считаем, что их выгодно останавливать только на некоторое число часов в сутки τ, тогда в остальные часы суток повышают удельные расходы агрегата путем добавки к фактическим затратам $\gamma_j P_j$ пусковых расходов за τ часов, разделенных на число рабочих часов.

Исправленный удельный расход затрат для нагрузки P_j будет

$$\gamma'_j = \frac{\gamma_j P_j + \dfrac{T_{уд}\tau}{24-\tau}}{P_j} = \gamma_j + \frac{T_{уд}\tau}{P_j \cdot (24-\tau)}.$$

где $T_{уд}$ – пусковые расходы за час стоянки.

Затем производят новый выбор оптимальных агрегатов без учета пусковых расходов и вновь корректируют удельные расходы.

Ввиду сложности расчетов задачу выбора оптимального состава агрегатов рекомендуется решать с использованием вычислительной техники.

Оценка области равноэкономичных режимов

Введение в задачу. При рассмотрении задачи оптимального распределения нагрузок в энергетической системе существует некоторая неопределенность решения, обусловленная следующими факторами:

1) исходные параметры системы и ее режимы (сопротивления ее отдельных элементов, мощности нагрузок, экономические характеристики станций и т.п.) известны лишь приближенно, т.е. носят вероятностный характер, имеют погрешность;

2) алгоритмы, применяемые для поиска оптимальных решений, неизбежно содержат те или иные допущения и упрощения, следовательно, также вносят в решение задачи некоторую неточность.

Как правило, затраты на выработку мощности станциями в окрестности оптимального режима можно представить функцией, имеющей пологий характер.

Таким образом, существует не точка оптимального решения, а некоторая область равноэкономичных решений, которой соответствует отвечающий области диапазон изменения мощностей станций, входящих в энергосистему.

Иначе говоря, зная размеры области равноэкономичных режимов, можно задавать точность реализации оптимального режима энергосистемы.

Задача определения размеров области равноэкономичных режимов.

Определение взаимосвязи размеров области равноэкономичных режимов с отклонениями мощностей станций – сложная задача. Поэтому рассмотрим упрощенное решение.

Пусть имеется теплоэнергетическая система, содержащая n станций. При определенных значениях активных мощностей станций $P_i = P_{i0}$ затраты на их выработку минимальны.

$$B_{мин} = B_1 + B_2 + ... + B_n.$$

Для всех $P_i \neq P_{i0}$ значение $B > B_{мин}$. Пусть

$$B - B_{мин} = \Delta B \leq \xi. \qquad (26)$$

где ξ – малая положительная величина.

Условие (26) вместе с уравнением баланса активной мощности определит множество режимов, в которых затраты на выработку активной мощности в энергосистеме не превосходят минимальных на величину ξ. Это множество можно считать множеством режимов, равноэкономичных (с точностью до ξ) с оптимальным.

Точное определение размеров этого множества – чрезвычайно сложная задача. Однако сравнительно просто можно получить приближенную оценку размеров этой области, построив ее в виде сферической окрестности точки, отвечающей минимуму затрат, т.е. в виде сферы с центром, находящимся в точке оптимума.

<u>Допущение: экономические характеристики зависят только от активной мощности.</u> Запишем экономические характеристики станций вблизи оптимальных значений мощностей P_{i0} полиномами второй степени [4, 7].

$$B_i(P_i) = \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2, \text{ где } i = 1, 2, ..., n.$$

При отклонении мощности станций от ее оптимального значения P_{i0} затраты изменяются на величину

$$\Delta B_i = B_i(P_i) - B_i(P_{i0}) = \alpha_i + \beta_i(P_{i0} + \Delta P_i) + \gamma_i(P_{i0} + \Delta P_i)^2 -$$
$$-\alpha_i - \beta_i P_{i0} - \gamma_i P_{i0}^2 = \beta_i \Delta P_{i0} + 2 \cdot \gamma_i P_{i0} \Delta P_{i0} + \gamma_i \Delta P_i^2 = d_{i0} \Delta P_{i0} + \gamma_i \Delta P_i^2.$$

здесь d_{i0} – удельный прирост затрат i-той станции в оптимальном режиме, $d_{i0} = \beta_i + 2 \cdot \gamma_i P_{i0}$.

Используем формулы потерь активной мощности для неоднородной сети с применением коэффициентов потерь (см. выше параграф «Определение производных потерь в электрических сетях» – стр. 38-40).

$$\pi = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{g=1}^{n-1} \Big[B_{i,g} \left(P_i P_g + Q_i Q_g \right) - C_{i,g} \left(P_i Q_g + P_g Q_i \right) \Big];$$

$$\sigma_i = \frac{\partial \pi}{\partial P_i} = 2 \cdot \sum_{i=1}^{n-1} B_{i,g} P_g - 2 \cdot \sum_{g=1}^{n-1} C_{i,g} Q_{g(g \neq i)}; \qquad (27)$$

Потери активной мощности $\pi = \Delta P$. Допуская, что реактивные мощности не зависят от изменения активных, изменение потерь в сетях из-за отклонения режима от оптимального запишем в следующем виде:

$$\delta(\Delta P) = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} B_{ij} (P_{i0} + \Delta P_i) \cdot (P_{j0} + \Delta P_j) - \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} B_{ij} P_{i0} P_{j0} =$$

$$= 2 \cdot \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} B_{ij} P_{i0} \Delta P_j + \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} B_{ij} P_i \Delta P_j .$$

С учетом (27) первый член в последнем выражении можно представить

$$2 \cdot \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} B_{ij} P_{i0} \Delta P_j = \sum_{i=1}^{n} \frac{\partial (\Delta P)}{\partial P_i} \Delta P_i .$$

Изменение потерь в сетях должно быть равно изменению мощностей всех станций энергосистемы:

$$\delta(\Delta P) = \sum_{i=1}^{n} \Delta P_i ,$$

поэтому

$$\sum_{i=1}^{n} \Delta P_i = \sum_{i=1}^{n} \frac{\partial (\Delta P)}{\partial P_i} \Delta P_i + \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} B_{ij} \Delta P_i \Delta P_j ,$$

откуда

$$\sum_{i=1}^{n} \left(1 - \frac{\partial (\Delta P)}{\partial P_i} \right) \Delta P_i = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} B_{ij} \Delta P_i \Delta P_j . \qquad (28)$$

Рассмотрим пространство $(n+1)$ измерений, в котором n измерений соответствуют приращениям ΔP_i мощностей n станций, а $(n+1)$-е измерение – перерасходу затрат ΔB. За начало координат в этом пространстве выберем точку, соответствующую оптимальному режиму, считая его известным – рис. 7.

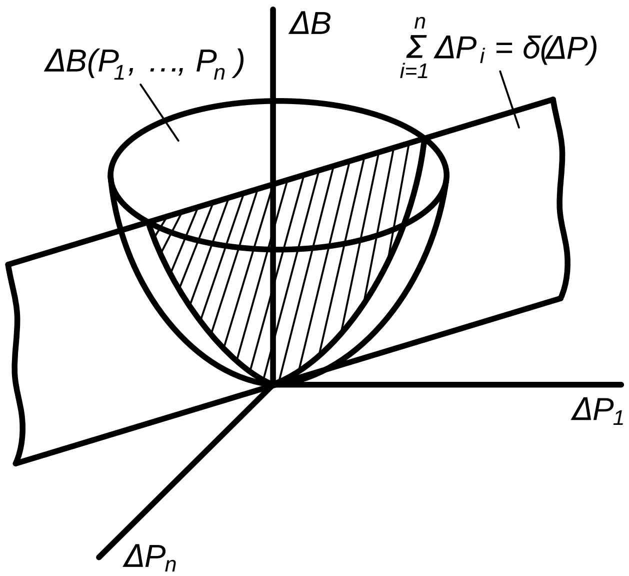

Рис. 7. Пространство (n+1) измерений [4].

Перерасход ΔB представит собой некоторую поверхность, имеющую минимум в начале координат (см. рис. 7) Переменные ΔP_i образуют также некоторую поверхность рассматриваемого пространства. При анализе величины ΔB можно рассматривать только точки, для которых выполняется условие баланса мощностей, т.е. точки, лежащие внутри области пересечения поверхностей.

Предположим, что вокруг точки оптимального решения описана сфера радиусом ρ, величина которого

$$\rho = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \Delta P_i^2}.$$

Пусть величина затрат

$$\Delta B_{max} \le M \cdot \rho^2,$$

где M – число, подлежащее определению.

Если радиус сферы выбрать из равенства $M \cdot \rho^2 = \xi$, то для всех ΔP_i, лежащих внутри этой сферы, суммарный перерасход затрат в энергосистеме не будет превышать величину ξ:

$$\Delta B \le \xi.$$

Тем самым функция $\rho = \sqrt{\xi / M}$ определит размер сферической окрестности, полностью лежащий внутри области равноэкономичных (с точностью до ξ) режимов. Чтобы найти эту функцию, надо определить величину M, оценивающую рост изменения затрат с увеличением радиуса сферы.

Оценим максимум ΔB.

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{n} \Delta B_i = \sum_{i=1}^{n} (d_{i0} \Delta P_i + \gamma_i \Delta P_i^2). \qquad (29)$$

Так как в точке, соответствующей оптимальному режиму,

$$d_{i0} = \mu_c \left[1 - \partial(\Delta P) / \Delta P_i \right],$$

то

$$d_{i0} \Delta P_i = \mu_c \left[1 - \partial(\Delta P) / \Delta P_i \right] \Delta P_i;$$

$$\sum_{i=1}^{n} d_{i0} \Delta P = \mu_c \sum_{i=1}^{n} \left[1 - \partial(\Delta P) / \Delta P_i \right] \Delta P_i .$$

Принимая во внимание равенство (28), запишем

$$\sum_{i=1}^{n} d_{i0} \Delta P_i = \mu_c \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} B_{ij} \Delta P_i \Delta P_j . \qquad (30)$$

Подставляя (30) в (29), найдем

$$\Delta B = \mu_c \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} B_{ij} \Delta P_i \Delta P_j + \sum_{i=1}^{n} \lambda_i \Delta P_i^2 . \qquad (31)$$

Оценивая первое слагаемое, из множества B_{ij} выберем максимальный коэффициент потерь B_{max}. Тогда очевидно

$$\sum_{j=1}^{n} B_{ij} \le (n-1) B_{max}$$

и

$$\mu_c \cdot \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{n} B_{ij} \Delta P_i \Delta P_j \le \mu_c (n-1) B_{max} \cdot \sum_{i=1}^{n} \Delta P_i^2 .$$

Оценивая второе слагаемое, также из множества коэффициентов γ выберем максимальный, тогда

$$\sum_{i-1}^{n} \gamma_i \Delta P_i^2 \le \gamma_{max} \cdot \sum_{i=1}^{n} \Delta P_i^2 .$$

В результате выражение (31) может быть записано

$$\Delta B \le \left[\mu_c (n-1) B_{max} + \gamma_{max} \right] \sum_{i=1}^{n} \Delta P_i^2 .$$

При $\sum_{i=1}^{n} \Delta P_i^2 \le \rho^2$ и $\Delta B \le M \cdot \rho^2$ искомая величина M определится:

$$M = \mu_c (n-1) B_{max} + \gamma_{max},$$

а радиус области равноэкономичных (с точностью до ξ) режимов

$$\rho = \sqrt{\frac{\xi}{\mu_c (n-1) B_{max} + \gamma_{max}}} . \qquad (32)$$

Полученное выражение позволяет проанализировать влияние параметров системы и режима на величину радиуса оцениваемой области равноэкономичных режимов. Если задаваться значениями ξ, то при известных параметрах оптимального режима и системы (B, γ, μ) можно найти зависимость $\rho(\xi)$ или обратную ей зависимость $\xi(\rho)$. При известных характеристиках $\rho(\xi)$ или $\xi(\rho)$ возможны 2 задачи:

1) если известны отклонения мощностей станций от их оптимальных значений ΔP_i, то можно определить радиус $\rho = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \Delta P_i^2}$, а затем величину получающегося при таких отклонениях мощностей перерасхода затрат в энергосистеме ξ;

2) если задаться величиной перерасхода затрат ξ, то по величине радиуса ρ можно найти отклонения мощностей станций, при которых перерасход затрат не превысит заданной величины.

Лекция 5.

<u>Оптимальное распределение потоков мощности в замкнутых контурах электрической сети</u> [6]

Взаимосвязь между расчетом установившегося режима и его оптимизацией.

При расчете установившегося режима напряжения узлов сети рассчитываются, исходя из заданных параметров схемы в виде матрицы узловых проводимостей и из заданных значений токов или мощностей нагрузок или генераторов. Как же тогда ставить оптимизационную задачу, какие параметры можно варьировать? Поясним этот момент.

Обозначим совокупность параметров установившегося режима ЭЭС вектор-столбцом $\mathbf{Z} = (Z_1, Z_2, ..., Z_m)$, т.е. имеем систему уравнений вида $\mathbf{W(Z) = 0}$ или $\mathbf{W(Z, Y) = 0}$, описывающих установившийся режим. Параметры режима $\mathbf{Z}$ делятся на независимые $\mathbf{Y}$ и зависимые $\mathbf{X}$. Число уравнений установившегося режима $2n$ равно числу зависимых параметров режима $\mathbf{X}$ (комплексных напряжений в узлах). Общее число параметров режима $\mathbf{Z_m}$, входящих в уравнение, больше $2n$ – числа этих уравнений. Такие системы уравнений называются <u>*недоопределенными*</u>. Избыточными переменными являются независимые переменные, ими могут быть именно узловые проводимости, токи или мощности нагрузок или генераторов или их составляющие, производные величины.

Избыток числа переменных по сравнению с числом уравнений равен $m - 2n$ и физически означает, что электроэнергетическая система имеет $m - 2n$ степеней свободы. Наличие свободы позволяет регулировать режим.

Рассмотрим это на простом примере.

Пусть имеется система из двух генераторных станций и одного нагрузочного узла (см. рис. 8).

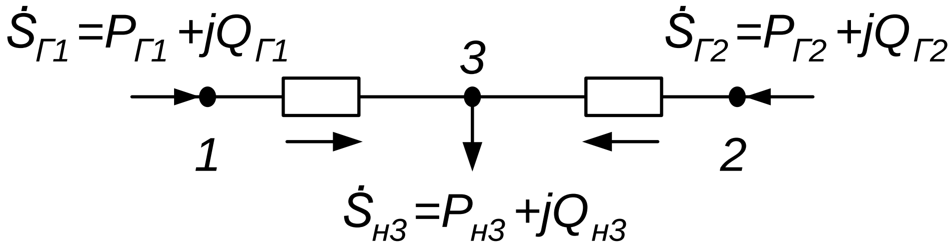

Рис. 8. Схема системы с двумя степенями свободы [6].

Допустим, что уравнения установившегося режима имеют вид баланса мощностей для нагрузочного узла.

$$P_{Г1} + P_{Г2} - P_{н3} = 0,$$

$$Q_{Г1} + Q_{Г2} - Q_{н3} = 0.$$

Нагрузки в третьем узле заданы. Тогда два уравнения баланса содержат четыре переменные. Этот баланс можно удовлетворить при разных сочетаниях мощностей $P_{Г1}$, $P_{Г2}$, $Q_{Г1}$, $Q_{Г2}$. Две из них можно задавать произвольно в пределах допустимого, тогда две другие определятся из уравнений баланса. В данном случае имеются ***две степени свободы***.

Реально степени свободы определяются возможностью регулирования активных и реактивных мощностей электростанций, наличием регулируемых трансформаторов, возможностью отключения и включения оборудования и т.д. Именно наличие степеней свободы определяет существование множества возможных решений, из которых нас могут интересовать только *допустимые*, при которых параметры режима остаются в допустимых пределах. Цель управления – среди допустимых режимов найти наиболее экономичный, т.е. оптимальный режим.

Чем больше степеней свободы, тем лучшее оптимальное решение можно найти, но и тем труднее его отыскать, т.к. одновременно усложняется задача.

При фиксированных степенях свободы, т.е. при *фиксированных*, иначе говоря, *известных* независимых параметрах расчет режима представляет собой задачу расчета установившегося режима (УР).

Разделение параметров на зависимые и независимые при расчете УР определяется постановкой задачи и способом задания исходных данных. Напомним, для генераторных узлов независимыми параметрами являются, как правило, активная мощность и модуль напряжения, зависимыми – реактивная мощность и фаза напряжения. Для нагрузочных узлов независимые переменные – активная и реактивная составляющая мощности нагрузки, зависимые – модуль и фаза напряжения.

При оптимизации режима электрической сети за счет наличия степеней свободы параметров режима выбирают такие их значения, которые обеспечивают наименьшие суммарные потери активной мощности в сети.

Оптимизация распределения мощностей в замкнутом контуре

Постановка задачи. Будем считать, что в узлах сети заданы неизменные токи к нагрузкам и от генераторов, т.е. уравнения установившегося режима линейны. Если в узлах заданы мощности, то токи определим через номинальное напряжение:

$$J_k = \frac{\dot{S}_k}{\sqrt{3}U_{ном}} \qquad (33)$$

Тем не менее, решать задачу оптимального распределения мощностей удобнее через мощности, поэтому в уравнениях перейдем к мощностям, домножив обе части уравнений на $\sqrt{3}U_{ном}$.

Найдем распределение мощностей в сети на рис. 9, соответствующее наименьшим потерям активной мощности в сети

$$\Delta P \to min, \tag{34}$$

при выполнении ограничений-равенств по первому закону Кирхгофа для узлов 2 и 3:

$$\begin{aligned} &\dot{S}_{12} - \dot{S}_{23} = \dot{S}_2, \\ &\dot{S}_{13} + \dot{S}_{23} = \dot{S}_3, \end{aligned} \tag{35}$$

или для активных и реактивных мощностей

$$\begin{aligned} &P_{12} - P_{23} = P_2, \\ &P_{13} + P_{23} = P_3, \\ &Q_{12} - Q_{23} = Q_2, \\ &Q_{13} + Q_{23} = Q_3. \end{aligned} \tag{36}$$

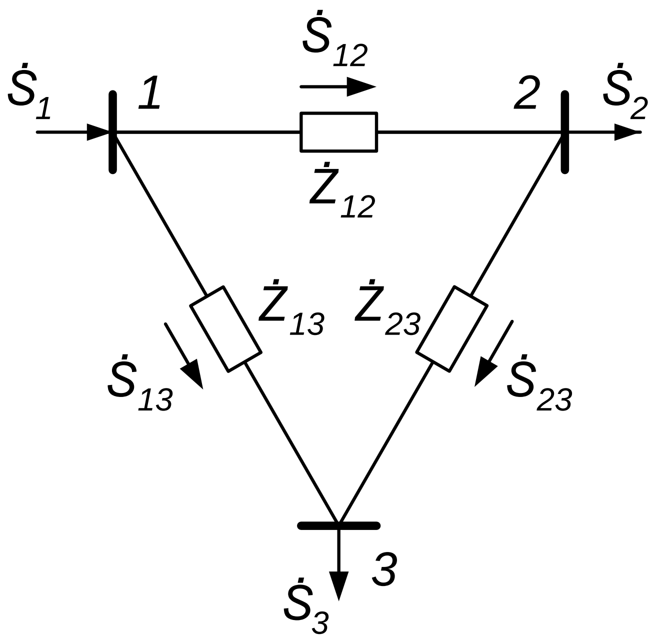

Рис. 9. Схема замкнутой сети [6].

Потери активной мощности в сети с учетом (33) равны

$$\Delta P = \frac{S_{12}^2}{U_{ном}^2} r_{12} + \frac{S_{23}^2}{U_{ном}^2} r_{23} + \frac{S_{13}^2}{U_{ном}^2} r_{13}.$$

Условие минимума потерь запишем так:

$$min \Delta P = min \left(\frac{P_{12}^2 + Q_{12}^2}{U_{ном}^2} r_{12} + \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U_{ном}^2} r_{23} + \frac{P_{13}^2 + Q_{13}^2}{U_{ном}^2} r_{13} \right). \qquad (37)$$

Потери мощности, записанные в виде (7), – это целевая функция (ЦФ) задачи оптимизации режима сети, условия (6) – это ограничения-равенства первого закона Кирхгофа. Формулировка задачи оптимизации в виде (36), (37) – одна из самых простейших [6].

Система ограничений (36) содержит шесть неизвестных перетоков активной и реактивной мощности и четыре уравнения, т.е. 2 степени свободы. Напомним, что при расчете УР кроме комплексных уравнений (35) по *первому* закону Кирхгофа еще записывалась система уравнений по *второму* закону Кирхгофа для замкнутого контура. Тогда степеней свободы нет, нет возможности регулировать потери мощности в сети.

Решение методом дифференциального исчисления.

Для решения задачи методом дифференциального исчисления нужно в уравнениях-ограничениях оставить только две неизвестные величины. Поэтому, используя (36), выразим P_{23}, P_{13}, Q_{23}, Q_{13} через P_{12}, Q_{12} и заданные нагрузки в узлах:

$$P_{23} = P_{12} - P_2,$$

$$P_{13} = -P_{12} + P_2 + P_3,$$

$$Q_{23} = Q_{12} - Q_2,$$

$$Q_{13} = -Q_{12} + Q_2 + Q_3.$$

Подставим полученные выражения в ЦФ – (37):

$$\Delta P = \frac{P_{12}^2 + Q_{12}^2}{U_{ном}^2} r_{12} + \frac{(P_{12} - P_2)^2 + (Q_{12} - Q_2)^2}{U_{ном}^2} r_{23} +$$

$$+ \frac{(-P_{12} + P_2 + P_3)^2 + (-Q_{12} + Q_2 + Q_3)^2}{U_{ном}^2} r_{13}.$$

Теперь задача определения экстремума функции *шести* неизвестных с ограничениями свелась к задаче отыскания экстремума функции ***двух*** переменных без ограничений.

Экстремум находим из условия равенства нулю частных производных от ЦФ по переменным P_{12}, Q_{12}.

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial P_{12}} = \frac{1}{U_{ном}^2}\left[2P_{12}r_{12} + 2(P_{12} - P_2)r_{23} - 2(-P_{12} + P_2 + P_3)r_{13}\right] = 0,$$

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_{12}} = \frac{1}{U_{ном}^2}\left[2Q_{12}r_{12} + 2(Q_{12} - Q_2)r_{23} - 2(-Q_{12} + Q_2 + Q_3)r_{13}\right] = 0,$$

Раскрыв скобки и выразив неизвестные, получим аналитические выражения для оптимальных потоков мощности

$$P_{12} = \frac{P_2(r_{23} + r_{13}) + P_3 r_{13}}{r_{12} + r_{23} + r_{13}}; \qquad (38а)$$

$$Q_{12} = \frac{Q_2(r_{23} + r_{13}) + Q_3 r_{13}}{r_{12} + r_{23} + r_{13}}. \qquad (38б)$$

Из сравнения условий (38а) и (38б) следует, что минимум потерь активной мощности в рассматриваемой замкнутой сети соответствует распределению мощностей в сети только с активными сопротивлениями ветвей. Это распределение называется экономическим.

Решение методом неопределенных множителей Лагранжа (НМЛ)

Решим эту же задачу методом НМЛ. Т.е. ЦФ – уравнение (34). Введем дополнительное допущение, что потоки реактивной мощности отсутствуют. Это означает, что в узлах 2 и 3 имеет место полная компенсация реактивной мощности. Тогда задача формулируется несколько иначе: определить

$$min\Delta P = min\left(\frac{P_{12}^2}{U_{ном}^2}r_{12} + \frac{P_{23}^2}{U_{ном}^2}r_{23} + \frac{P_{13}^2}{U_{ном}^2}r_{13}\right) \qquad (\ 39\ )$$

при выполнении ограничений-равенств

$$\begin{aligned} &P_{12} - P_{23} = P_2, \\ &P_{13} + P_{23} = P_3. \end{aligned} \qquad (\ 40\ )$$

Функция Лагранжа

$$L = \frac{P_{12}^2}{U_{ном}^2} r_{12} + \frac{P_{23}^2}{U_{ном}^2} r_{23} + \frac{P_{13}^2}{U_{ном}^2} r_{13} + \lambda_1 (P_{12} - P_{23} - P_2) +$$
$$+ \lambda_2 (P_{13} + P_{23} - P_3) = 0.$$

В функции пять переменных: три потока мощности и два множителя Лагранжа. Решаем, приравнивая нулю частные производные по всем переменным:

$$\frac{\partial L}{\partial P_{12}} = \frac{2P_{12} r_{12}}{U_{ном}^2} + \lambda_1 = 0,$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{23}} = \frac{2P_{23} r_{23}}{U_{ном}^2} - \lambda_1 + \lambda_2 = 0,$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{13}} = \frac{2P_{13} r_{13}}{U_{ном}^2} + \lambda_2 = 0, \qquad (41)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda_1} = P_{12} - P_{23} - P_2 = 0,$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda_2} = P_{13} + P_{23} - P_3) = 0.$$

Из трех первых уравнений системы (41) исключим множители Лагранжа:

$$\lambda_1 = -\frac{2P_{12} r_{12}}{U_{ном}^2}, \quad \lambda_2 = -\frac{2P_{13} r_{13}}{U_{ном}^2},$$

$$\frac{2P_{23} r_{23}}{U_{ном}^2} - \lambda_1 + \lambda_2 = \frac{2P_{23} r_{23}}{U_{ном}^2} + \frac{2P_{12} r_{12}}{U_{ном}^2} - \frac{2P_{13} r_{13}}{U_{ном}^2} = 0\,.$$

Вынесем за скобки общий множитель $2 / U_{ном}^2$, тогда в скобках получим уравнение, соответствующее второму закону Кирхгофа:

$$P_{12} r_{12} + P_{23} r_{23} - P_{13} r_{13} = 0. \qquad (42)$$

Подставим в (42) P_{23} из четвертого уравнения системы (41) и P_{13} – из пятого, с учетом P_{23} из четвертого:

$$P_{12} r_{12} + (P_{12} - P_2) r_{23} - (-P_{12} + P_2 + P_3) r_{13} = 0.$$

Раскрываем скобки, выражаем P_{12}, получаем выражение, соответствующее условию (38а).

Поскольку реактивная мощность входит в выражения аналогично активной, то условие (38б) может быть записано по аналогии.

Таким образом, решение задачи методом дифференциального исчисления и методом неопределенных множителей Лагранжа дает одинаковый результат, что подтверждает правильность решения и возможность применения любого метода.

Оптимизация распределения мощностей в сложной сети.

Запишем соответствующие выражения для сложной сети в <u>матричном</u> виде для случая отсутствия потоков реактивной мощности.

Потери мощности в линиях в матричной форме запишутся следующим образом:

$$\Delta P = \frac{1}{U_{ном}^2} \mathbf{P_B^T R_B P_B}$$

где $\mathbf{P_B}$ – вектор-столбец потоков активных мощностей в ветвях, порядок которого равен числу ветвей m; индекс «т» означает транспонирование; $\mathbf{R_B}$ – диагональная матрица активных сопротивлений ветвей порядка m.

Для сети, рассмотренной в предыдущем примере, потери мощности в матричном развернутом виде запишутся

$$\Delta P = \frac{1}{U_{ном}^2} \begin{Vmatrix} P_{12} & P_{23} & P_{13} \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} r_{12} & 0 & 0 \\ 0 & r_{23} & 0 \\ 0 & 0 & r_{13} \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} P_{12} \\ P_{23} \\ P_{13} \end{Vmatrix}.$$

Уравнения-ограничения по первому закону Кирхгофа в матричной форме имеют вид

$$\mathbf{MP_B = P},$$

где $\mathbf{P}$ – вектор-столбец активных мощностей в узлах, $\mathbf{M}$ – первая матрица инциденций, в которой $n-1$ строк (n узлов), m столбцов (m ветвей). Для сети в примере

$$\begin{Vmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & -1 \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} P_{12} \\ P_{23} \\ P_{13} \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} P_2 \\ P_3 \end{Vmatrix}.$$

Задача оптимизации: определить

$$min\Delta P = \frac{1}{U_{ном}^2} \mathbf{P_B^T R_B P_B}$$

при выполнении условия $\mathbf{MP_B} = \mathbf{P}$.

В математическом плане – это задача квадратичного программирования. Запишем функцию Лагранжа в матричном виде:

$$L = \frac{1}{U_{ном}^2} \mathbf{P_B^T R_B P_B} + \boldsymbol{\lambda}^\mathbf{T}(\mathbf{MP_B} - \mathbf{P}),$$

где $\boldsymbol{\lambda}$ – вектор-столбец множителей Лагранжа:

$$\boldsymbol{\lambda} = \left\| \begin{matrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \end{matrix} \right\|.$$

Производим дифференцирование функции Лагранжа по вектор-столбцам $\mathbf{P_B}$ и $\boldsymbol{\lambda}$.

При взятии производных учитываем, что

$$\frac{\partial\left(\mathbf{X^T C}\right)}{\partial \mathbf{X}} = \mathbf{C^T}; \qquad \frac{\partial\left(\mathbf{C^T X}\right)}{\partial \mathbf{X}} = \mathbf{C}; \qquad \left(\mathbf{C^T A}\right)^\mathbf{T} = \mathbf{A^T C};$$

Тогда

$$\frac{\partial L}{\partial \mathbf{P_B}} = \frac{1}{U_{ном}^2}\left(\mathbf{R_B^T P_B} + \mathbf{P_B^T R_B}\right) + \boldsymbol{\lambda}^\mathbf{T}\mathbf{M} = \frac{1}{U_{ном}^2} 2\mathbf{R_B^T P_B} + \mathbf{M^T}\boldsymbol{\lambda} = 0, \qquad (43)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \boldsymbol{\lambda}} = \mathbf{MP_B} - \mathbf{P} = 0.$$

Из уравнения (43) выразим $\mathbf{P_B}$

$$\mathbf{P_B} = -\frac{U_{ном}^2}{2} \mathbf{R_B^{-1} M^T} \boldsymbol{\lambda},$$

индекс транспонирования опущен в силу симметричности матрицы $\mathbf{R_B}$

Подставим во второе и, учитывая, что $\mathbf{R_B^{-1}} = \mathbf{G_B}$, получим

$$-\frac{U_{ном}^2}{2} \mathbf{MG_B M^T} \boldsymbol{\lambda} - \mathbf{P} = 0.$$

Знаем, что матрица узловых проводимостей $\mathbf{G_Y} = \mathbf{MG_B M^T}$ [6], тогда

$$-\frac{U_{ном}^2}{2}\mathbf{G_Y}\boldsymbol{\lambda}-\mathbf{P}=0. \qquad (44)$$

Здесь $\boldsymbol{\lambda}$ – нормированный вектор-столбец узловых напряжений, т.е. деленный на $-U_{ном}^2 \big/ 2$.

Полученное уравнение (44) – это уравнение узловых напряжений для сети только с активными сопротивлениями; отсюда следует, что задача оптимизации потоков в ветвях сложной сети сводится к решению уравнений узловых напряжений с активными сопротивлениями ветвей.

Повторив подобный вывод выражений, можно получить аналогичный результат для сложной сети, в которой потоки реактивной мощности не равны нулю.

Лекция 6.

Оптимизация режима питающей сети по реактивной мощности (Q), напряжению (U̇) и коэффициентам трансформации (n) регулируемых трансформаторов и автотрансформаторов [6, 7, 9]

Задача состоит в определении установившегося режима электрической сети, при котором были бы выдержаны технические ограничения и были бы минимальны потери активной мощности в сети $\Delta P \to min$.

В этой задаче заданы:

– активные мощности генераторных станций за исключением балансирующей;

– активные и реактивные мощности узлов нагрузок.

Ограничения-равенства в виде уравнений установившегося режима (см. стр. 54):

$$\mathbf{W(X,Y)} = 0.$$

Ограничения неравенства на контролируемые величины

$$f_j - f_{jmax} \le 0; \qquad f_j - f_{jmin} \ge 0,$$

где f_j – j-я контролируемая величина; f_{jmax}, f_{jmin} – наибольшее и наименьшее допустимые значения контролируемой величины.

Эта задача может решаться как самостоятельная задача минимизации потерь мощности по Q, $\dot{U}$, n в случаях, когда отсутствует резерв активной мощности и все активные мощности генераторных станций, кроме балансирующего, фиксированы на их наибольших значениях. Это задача нелинейного программирования.

Часто задача оптимизации по Q, $\dot{U}$, n не может решаться в полном объеме из-за отсутствия технических средств регулирования и управления режимом. В системе может не быть резерва реактивной мощности, отсутствуют или имеются в недостаточном количестве средства регулирования напряжения, иногда не очень надежно работают регуляторы напряжения на трансформаторах с РПН. Поэтому в инженерной практике чаще решают задачи оптимизации режима сети отдельно по Q, $\dot{U}$ и n. При этом соблюдается следующая иерархия задач:

1) регулирование уровня напряжения по сети;

2) снижение влияния неоднородности сети за счет регулирования комплексных коэффициентов трансформации;

3) размыкание сетей;

4) оптимальное распределение реактивной мощности между ее источниками.

Но здесь необходимо учитывать, что в некоторых случаях минимум частной задачи может приводить к увеличению потерь активной мощности во всей системе, т.е. условия минимумов частной и общей задача оптимизации по Q, $\dot{U}$ и n могут быть противоречивы.

Уровень напряжения в питающей сети.

Регулирование напряжения в сети весьма целесообразно, поскольку его увеличение приводит к уменьшению потерь в сети. Примем, что потери в исходном режиме в относительных единицах $\Delta P = 1$. При повышении напряжения на $\Delta U = \Delta U / U_{ном}$ потери

$$\Delta P_{\Delta U} = \frac{1}{\left(1 + \Delta U\right)^2}.$$

Видно, что функция монотонно убывает при росте ΔU.

Следовательно, поддержание рабочего напряжения в сети на предельно допустимом высшем уровне рационально с точки зрения снижения потерь активной мощности.

Уровни напряжения в энергетике выбираются из дискретного ряда значений. Вопрос об оптимальном напряжении питающей точки является достаточно сложным. В большинстве случаев номинальное напряжение сети не является оптимальным для данной потребительской установки.

Вычисление значения оптимального напряжения в узлах потребления энергии базируется на минимизации ущерба, вызванного отклонением номинального напряжения от оптимального.

После того, как будут определены близкие к оптимальным значения напряжений в узлах нагрузки, определяется оптимальное значение напряжения в питающей точке путем проведения расчетов по потокораспределению.

Остальные задачи. Снижение неоднородности сети, размыкание контуров сети – это мероприятия, позволяющие уменьшить потери активной мощности в сети. Задача состоит в том, чтобы изменить сечения проводов, применить устройства продольной компенсации, определить точки размыкания сети, добиваясь минимума потерь активной мощности в сети.

Оптимизация проводится с учетом дискретности переменных. Существуют компьютерные программы оптимизации, в которых расчет установившегося режима производится методом Ньютона, а оптимизация сети выполняется градиентным методом с учетом ограничений-неравенств с помощью штрафных функций.

ЦФ выглядит следующим образом [6]

$$\Psi = \Delta P + \sum_{i=1}^{n1} Ш_{i,U} + \sum_{j=1}^{n2} Ш_{j,Q} + \sum_{k=1}^{n3} Ш_{k,n},$$

где $n1$ – число узлов в сети; $n2$ – число узлов, в которых можно регулировать реактивную мощность (с синхронными компенсаторами или с генераторами, вырабатывающими свободную реактивную мощность), $n3$ – число трансформаторов с регулируемым коэффициентом трансформации.

Таким образом, задача решается методом перебора при разных вариациях перечисленных параметров.

Оптимизация распределения реактивной мощности между ее источниками менее всего влияет на уменьшение потерь, поскольку в режимах больших нагрузок возможности изменения распределения реактивных мощностей очень малы, т.к. недостаточно ее резерва. В режимах малых нагрузок не получается значительного эффекта. Поэтому задача распределения реактивной мощности по существу сводится к наиболее полному использованию ближайших к месту потребления компенсирующих устройств, т.е. к уменьшению загрузки линий передач.

Оптимизация качественных показателей электроэнергии [4]

Энергосистемы должны обеспечить всех своих потребителей энергией надлежащего качества. Существует ГОСТ 32144-2013 по качеству электроэнергии, согласно которому вводятся несколько десятков параметров качества электроэнергии. Основными параметрами являются модуль напряжения в питающей точке и частота в энергосистеме. Наряду с этим, для каждой установки имеются технические пределы отклонений частоты и напряжения от номинальных значений, при нарушении которых устройство может быть повреждено или не сможет выполнить свое назначение. В указанных технических пределах изменения напряжения или частоты приводят к изменению экономичности работы установки.

Таким образом, для каждой установки имеется *номинальное* значение частоты и напряжения, *оптимальное* их значение, соответствующее минимуму затрат потребителя, и *технические пределы отклонений* от номинального значения.

Наилучшим решением задачи регулирования частоты и напряжений было бы поддержание у всех установок оптимальных для данной установки качественных показателей. Однако это потребовало бы неоправданно больших затрат, так как следовало бы иметь дорогие электрические сети, очень большое число специальных регулирующих устройств и пр. Поэтому приходится допускать отклонения от оптимальных значений качественных показателей. Чем больше допускаемые отклонения, тем меньше затраты в энергосистеме, но тем больше ущерб потребителей. Очевидно, что оптимальные отклонения соответствуют минимуму суммарных затрат.

Одна величина максимальных отклонений от оптимального значения качественного параметра еще не характеризует ущерба потребителей. Очень важными показателями являются число и длительность каждого отклонения.

Назовем ущербом потребителя от недостаточного качества напряжения разность его затрат при данном U (текущем) и оптимальном $U_{опт}$ значении напряжения. Разлагая в ряд значения затрат при данном напряжении U, получим выражение затрат за некоторый интервал времени при $U = const$:

$$З = З_0 + \frac{\partial З}{\partial U}\delta U + \frac{1}{2}\frac{\partial^2 З}{\partial U^2}(\delta U)^2 + \ldots,$$

где $З$ и $З_0$ – затраты при напряжении U и оптимальные затраты при $U = U_{опт}$; $\delta U = U - U_{опт}$; частные производные определяются при $U = U_{опт}$.

Ущерб за данный интервал времени

$$У = З - З_0 = \frac{\partial З}{\partial U}\delta U + \frac{1}{2}\frac{\partial^2 З}{\partial U^2}(\delta U)^2 + \ldots.$$

Если затраты $З$ при $U = U_{опт}$ действительно минимальны, то $\delta З / \delta U = 0$. Учитывая это и пренебрегая высшими членами разложения, при малых значениях δU и $U = U_{опт}$ получим

$$У = \frac{1}{2}\cdot\frac{\partial^2 З}{\partial U^2}(\delta U)^2 = \frac{1}{2}\cdot\frac{\partial^2 З}{\partial U^2}(U - U_{опт})^2.$$

Таким образом, величина ущерба пропорциональна квадрату отклонения напряжения от оптимального значения в данном интервале. Здесь предполагается, что в течение рассматриваемого интервала времени напряжение не изменяется. Обозначим коэффициент пропорциональности через

$$К = \frac{1}{2}\cdot\frac{\partial^2 З}{\partial U^2},$$

тогда

$$У \approx К \cdot (U - U_{опт})^2.$$

Ущерб за некоторый интервал времени T:

$$У_T = \int_0^T К \cdot (U - U_{опт})^2 dt. \qquad (45)$$

Раскрываем интеграл

$$У_T = К\int_0^T (U^2 - 2UU_{опт} + U_{опт}^2)dt =$$

$$= K\left(\int_0^T U^2 dt + \int_0^T U_{опт}^2 dt - 2\int_0^T UU_{опт} dt\right) =$$

$$= KT\left(\frac{1}{T}\int_0^T U^2 dt - \frac{2U_{опт}}{T}\int_0^T U dt + U_{опт}^2\right). \qquad (46)$$

Полагая напряжение как случайную величину, рассмотрим выражения для среднего напряжения $U_{ср}$ и дисперсии $D(U)$:

$$U_{ср} = \frac{1}{T}\int_0^T U dt;$$

$$D(U) = \frac{1}{T}\int_0^T (U - U_{ср})^2 dt = \frac{1}{T}\int_0^T U^2 dt - \frac{2U_{ср}}{T}\int_0^T U dt + U_{ср}^2 =$$

$$= \frac{1}{T}\int_0^T U^2 dt - U_{ср}^2.$$

Отсюда

$$\frac{1}{T}\int_0^T U^2 dt = D(U) + U_{ср}^2.$$

Подставим это выражение в (46)

$$У_T = KT\left[D(U) + U_{ср}^2 - 2U_{ср}U_{опт} + U_{опт}^2\right],$$

или

$$У_T = KT\left[D(U) + (U_{ср} - U_{опт})^2\right] = KT\left[D(U) + (\delta U_{ср})^2\right]. \qquad (47)$$

где $\delta U_{ср} = U_{ср} - U_{опт} = \dfrac{1}{T}\int_0^T (U - U_{ср}) dt$.

Таким образом, ущерб представляет собой сумму двух составляющих. Одна пропорциональна дисперсии, другая – квадрату среднего отклонения напряжения от оптимального значения. Следовательно, уменьшить ущерб можно двумя путями: *снижением отклонения напряжения от его среднего значения* или *снижением отклонения среднего значения от оптимального*. Первое достигается путем применения специальных регулирующих устройств, второе – установкой правильного коэффициента трансформации трансформаторов, применением компенсирующих устройств.

Выражение (47) с учетом (45) сократим на K и разделим обе части на T, получим

$$\frac{1}{T}\int_{0}^{N}(U-U_{опт})^{2}dt = D(U)+\left[\frac{1}{T}\int_{0}^{N}(U-U_{опт})dt\right]^{2}.$$

Для оценки дисперсии применяют интегральный вольтметр. На выходах можно измерить оба интеграла, дисперсия – их разность.

Если известны дисперсия и квадрат отклонения среднего от оптимального значения напряжения, можно решить, какие мероприятия более актуальны для снижения ущерба.

Например, если измерения дали такую статистику:

$$\frac{1}{T}\int_{0}^{N}(U-U_{опт})^{2}dt = 25\%,$$

$$\delta U_{ср} = \frac{1}{T}\int_{0}^{N}(U-U_{опт})dt = 2\%.$$

Тогда $\left(\delta U_{ср}\right)^{2} = 4\%$ и $D(U) = 25-4 = 21\%$. Таким образом, основная доля ущерба (84%) вызвана большой отклоняемостью напряжения от своего среднего значения, т. е. большой дисперсией. При этом ущерб, связанный с отклонением среднего значения от оптимального значения, относительно невелик (16%).

Мы рассмотрели некоторый обобщенный параметр напряжения сети. Чтобы произвести оптимизацию по какому-то конкретному параметру, нужно представить напряжение в виде ряда Фурье, где амплитуда, частота напряжения, время провала напряжения и т.п. могут быть параметрами, по которым производится оптимизация.

Задачи оптимизации проектных решений в распределительных электрических сетях [10]

Эффективность функционирования распределительных сетей в значительной степени зависит от принятых решений при проектировании новых и модернизации существующих сетей. При этом оптимизация проектных решений – задача комплексная, в которой в качестве критериев оптимизации используются такие важнейшие показатели как пропускная способность, качество напряжения, надежность электроснабжения, капитальные затраты, потери электроэнергии.

Один из основных параметров, выбираемых при проектировании сети – это ее номинальное напряжение. Применение повышенных напряжений приводит к увеличению пропускной способности. Если же расчетная нагрузка остается неизменной, то снижаются нагрузочные потери мощности и энергии. Действительно, если, например, вместо напряжения 220 В применить напряжение 380 В, то потери мощности снизятся в $(380/220)^2 \approx 3$ раза. Аналогичное снижение потерь будет в случае использования напряжения 10кВ вместо 6 кВ: $(10/6)^2 \approx 2{,}8$. Если же применить напряжение 20 кВ вместо 10 кВ, то при неизменной нагрузке потери мощности уменьшатся в 4 раза. Конечно, следует иметь в виду, что с повышением напряжения возрастают капитальные затраты, прежде всего на электрооборудование подстанций (трансформаторы, выключатели и т. п.). Кроме того, существенным ограничением является то, что нецелесообразно в одном географическом районе, в одной распределительной сети иметь несколько номинальных напряжений по условиям эксплуатации, обеспечения резервирования и т.п. Поэтому при проектировании конкретной сети оптимизацию номинального напряжения обычно не делают. Эту задачу, как правило, решают на более ранней стадии – при проведении специальных исследований, в результате которых для данного региона определяют оптимальную систему напряжений, кВ: 110–35–6–0,38; 110–35–10–0,38; 110–20–0,38; 110–10–0,38; 110–6–0,38.

К задаче выбора рациональной системы напряжений непосредственно примыкает задача нахождения экономического радиуса действия распределительной сети, подключаемой к питающей подстанции 35–110 кВ. С учетом оптимальной зоны распределительной сети находится соответствующее число распределительных пунктов и трансформаторных подстанций 6–10/0,38 кВ. Эта задача принципиально также решается обычно на стадии предварительных специальных исследований.

Другим важнейшим оптимизируемым параметром является величина мощности компенсирующих устройств. Установка компенсирующих устройств комплексно положительно влияет на режим сети, т.к. позволяет снизить не только потери мощности и энергии, но и улучшить качество напряжения, а также повысить пропускную способность по активной мощности. Дополнительная эффективность применения компенсирующих устройств может быть достигнута за счет оснащения их установками автоматического регулирования мощности. Их целесообразность определяется условием:

$$\delta W - З_a > 0,$$

где δW – годовое снижение потерь электроэнергии за счет автоматического регулирования мощности компенсирующего устройства; $З_a$ – приведенные затраты на установку средств автоматики.

В сетях до 1000 В важной задачей является также выравнивание нагрузки фаз. Это связано с тем, что в таких сетях подключается большое количество однофазных электроприемников, что может приводить к несимметрии токов по фазам. Справедливо следующее неравенство:

$$I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 > 3I_{ср}^2,$$

где I_A, I_B, I_C – токи в соответствующих фазах; $I_{ср}$ – средний одинаковый ток по всем фазам:

$$I_{ср} = \left(I_A + I_B + I_C\right)/3.$$

В силу данного неравенства при неравномерной нагрузке по фазам потери мощности оказываются больше, чем при равномерной нагрузке $I_{ср}$.

Задача выравнивания нагрузки по фазам частично может быть решена при проектировании сети путем соответствующего равномерного подключения установленной мощности однотипных электроприемников к различным фазам. Вместе с тем, в сетях имеет место также вероятностная несимметрия, связанная с различным суточным режимом потребления нагрузки в разных фазах. Поэтому несимметрию нагрузок по фазам в течение всего времени суток полностью устранить удается не всегда.

Потери мощности в трехфазной сети с нулевым проводом при наличии несимметрии можно определить по формуле:

$$\Delta P = 3k_д I_{ср}^2 R_ф,$$

где $R_ф$ – активное сопротивление фазного провода; $k_д$ – коэффициент дополнительных потерь из-за несимметрии нагрузок по фазам.

Значение коэффициента $k_д$ для трехфазной сети с нулевым проводом определяется по формуле [11]:

$$k_д = N^2\left(1 + \frac{1{,}5R_н}{R_ф}\right) - \frac{1{,}5R_н}{R_ф},$$

где $R_н$ – активное сопротивление нулевого провода; N – коэффициент неравномерности нагрузки по фазам.

Квадрат коэффициента неравномерности

$$N^2 = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3I_{ср}^2}.$$

В условиях модернизации и реконструкции сети также возможны различные пути оптимизации проектных решений. Так, иногда оказывается эффективным упорядочение мощностей трансформаторов в распределительных сетях, а также замена морально устаревших трансформаторов. Дело в том, что с течением времени неизбежны отклонения реальных нагрузок трансформаторов от проектных. Если некоторые трансформаторы оказываются перегруженными, то по техническим условиям требуется их замена на трансформаторы бóльшей мощности. При этом снижение потерь электроэнергии проявляется в виде сопутствующего эффекта. Он связан с тем, что уменьшение нагрузочных потерь $\delta\Delta W_H$ оказывается большим, чем некоторое увеличение потерь холостого хода $\delta\Delta W_X$:

$$\delta\Delta W = \delta\Delta W_H - \delta\Delta W_X > 0.$$

Если же трансформаторы оказываются существенно недогруженными относительно их номинальных мощностей (коэффициент загрузки менее 0,35–0,45), то бывает целесообразным получить экономию на потерях холостого хода, хотя нагрузочные потери при этом несколько увеличиваются:

$$\delta\Delta W = \delta\Delta W_X - \delta\Delta W_H > 0.$$

Эффект от снижения потерь энергии холостого хода может быть также достигнут при замене морально устаревших трансформаторов на трансформаторы с меньшими потерями холостого хода

$$\delta\Delta W = \delta\Delta W_{1X} - \delta\Delta W_{2X},$$

где $\delta\Delta W_{1X}$, $\delta\Delta W_{2X}$ – потери холостого хода до и после замены трансформатора.

Аналогичный положительный результат может быть получен при замене проводов воздушных линий, который может быть осуществлен прежде всего с целью повышения пропускной способности. При этом сопутствующий эффект от снижения потерь энергии, прежде всего, при немаксимальных нагрузках, может быть равен

$$\delta\Delta W = 3I_{нб}^2 \tau L\left(R_{01} - R_{02}\right),$$

где L – длина линии; R_{01}, R_{02} – удельные сопротивления до и после замены проводов.

Заметим, что практическая реализация такого технического решения может сдерживаться ограничениями механической прочности опор, допустимостью увеличенных стрел провеса проводов с большей площадью сечения и др.

Оптимизация конфигурации электрической сети (критерии выбора оптимального варианта)

Выбор оптимальной конфигурации схемы сети производится на основе технико-экономического сопоставления ряда ее вариантов, которые составляются проектировщиком. Сопоставляемые варианты обязательно должны отвечать условиям технической осуществимости каждого из них по параметрам основного электрооборудования (провода, трансформаторы и т.п.), а также быть равноценными по надежности электроснабжения потребителей, относящихся к первой категории.

Необходимость составления альтернативных или дополняющих друг друга вариантов схемы сети обуславливается тем, что различные типы схем обладают различными и часто конкурирующими техническими и технико-экономическими показателями (при сооружении, эксплуатации и т.п.).

Разработку вариантов необходимо начинать не по пути «возможных сочетаний» линий, подстанций и номинальных напряжений, а на основе принципов, приведенных выше и с учетом соображений альтернативности качеств и показателей определенных типов схем сетей. На такой основе можно рекомендовать формирование, в первую очередь, вариантов схем сетей:

а) радиально-магистрального типа, при котором линии (двухцепные и одноцепные) не образуют замкнутых контуров (рис. 10);

б) простейшего замкнутого кольцевого (петлевого) типа (рис. 11).

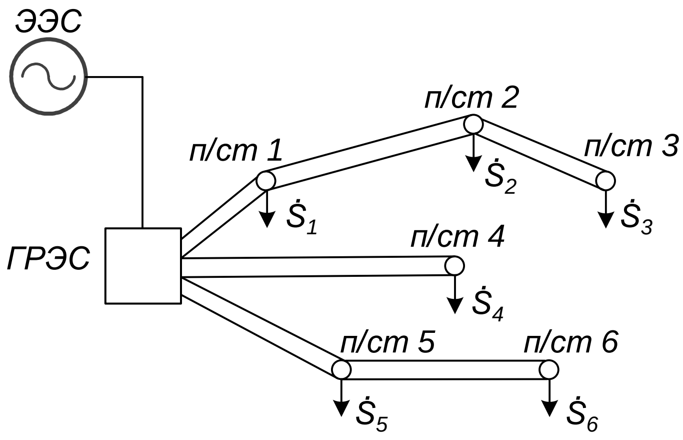

Рис. 10. Магистрально-радиальные сети [10].

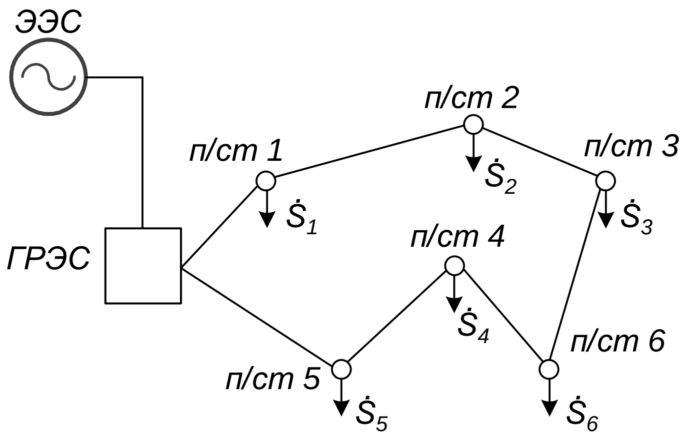

Рис. 11. Кольцевые (петлевые) сети [10].

Магистрально-радиальные сети, как правило:

– имеют наименьшую длину трасс линий;

– возможности применения простых схем на стороне высшего напряжения транзитных («проходных») подстанций (п/ст 2 на рис. 10);

– могут иметь высокую суммарную длину и стоимость линий, которые на большей части (или на всех участках) должны сооружаться двухцепными по условию надежного питания ответственных и крупных подстанций;

– обладают большими резервами по пропускной способности линий при перспективном росте нагрузок в заданных пунктах.

Кольцевые (петлевые) схемы обычно:

– обладают повышенной длиной трасс линий;

– имеют повышенные потери мощности и электроэнергии и большие потери напряжения в послеаварийных режимах (отключение участка «ГРЭС – п/ст 1» или «ГРЭС – п/ст 5» на рис. 11);

– могут иметь весьма простые схемы транзитных подстанций (п/ст 1,2 и др. на рис. 11);

– могут иметь пониженную суммарную стоимость линий – одноцепных на всех или бо́льшей части участков, располагающихся на территории района.

Промежуточными («компромиссными») техническими и технико-экономическими характеристиками могут обладать *сложно-замкнутые сети*, образуемые сооружением диагональных линий в составе кольцевых сетей (рис. 12). В некоторых случаях такое выполнение схемы сети может оказаться рациональным (например, при преобладающей нагрузке п/ст 3).

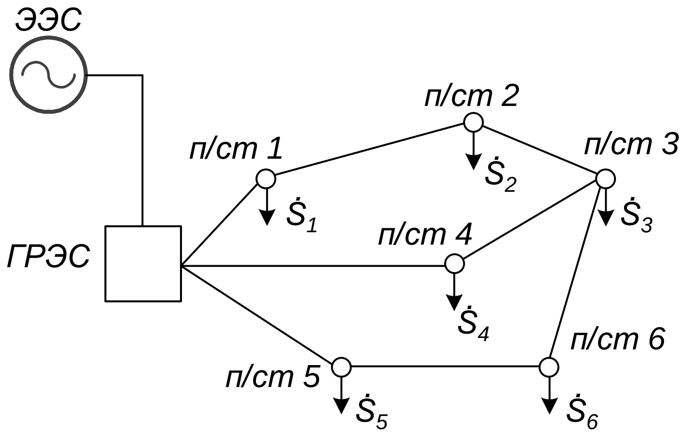

Рис. 12. Сложно-замкнутые сети [10].

Питание мелких подстанций, в составе потребителей которых отсутствует первая категория (по требованиям надежности электроснабжения), в некоторых случаях может осуществляться по одноцепным воздушным линиям (п/ст 3 на рис. 13).

Технико-экономическая обоснованность питания по одноцепной воздушной линии подстанции без потребителей первой категории может быть установлена специальным анализом.

Применение в обсуждаемых случаях вариантов с одноцепными нерезервированными линиями в большинстве случаев не означает осуществление однотрансформаторных подстанций. Это связано с тем, что:

а) все плановые ремонты воздушных линий могут быть выполнены без ее отключения, а аварийные ремонты производятся за относительно короткое время (одноцепных линий 8 – 10 часов, двухцепных линий 20 – 30 часов);

б) все плановые ремонты трансформаторов требуют его отключения на длительный срок (600 – 700 часов) и в некоторых случаях этот ремонт должен выполняться с доставкой трансформатора в специальные мастерские.

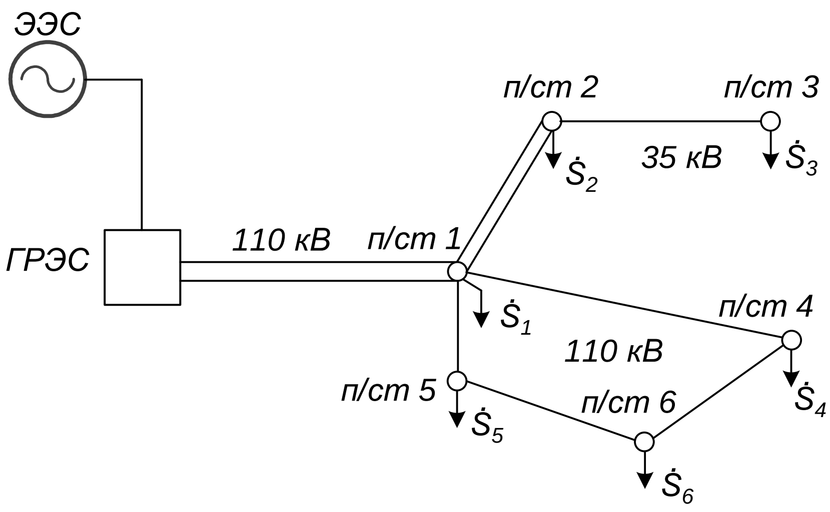

Рис. 13. На п/ст 3 отсутствуют потребители первой категории [10].

Таким образом, строительство однотрансформаторных понижающих подстанций возможно лишь при наличии передвижного трансформаторного резерва в рассматриваемой сети. Такое выполнение подстанций осуществимо при наличии развитой сети хороших шоссейных дорог, применяется при трансформаторах напряжением 110 кВ и мощностью до 6,3 МВА и экономически оправдывается при обслуживании передвижным резервом не менее двух – трех подстанций, расположенных в общем районе.

Лекция 7.

Оптимизация долгосрочных режимов энергосистемы [1]

Текущее планирование режимов системы

В эксплуатируемых энергосистемах текущее планирование является первой стадией решения режимных задач. Главная задача текущего планирования – получение основных рекомендаций об использовании энергоресурсов и мощностей системы на периоды от месяца до года, поэтому режимные задачи имеют характер долгосрочной оптимизации.

В общем случае решаются следующие основные задачи:

1) определение запасов гидроресурсов и оптимизация режима их использования;

2) определение топливных ресурсов системы и оптимизация топливоиспользования;

3) составление балансов мощности и энергии системы;

4) планирование капитальных ремонтов энергетического оборудования;

5) определение технико-экономических показателей работы системы и станций.

Каждая задача является оптимизационной и в значительной мере определяет экономические показатели системы.

Задачи долгосрочной оптимизации зачастую дают более значительный эффект, чем задачи кратковременной оптимизации. Например, оптимизация режима водохранилищ позволяет повысить выработку электроэнергии ГЭС на 5-10%, оптимизация капитальных ремонтов снижает на несколько процентов затраты на их проведение и позволяет существенно увеличить располагаемые мощности.

Особенностью алгоритмов долгосрочной оптимизации является следующее:

1) использование статистической информации, например, данные о нагрузках системы за прошедшие периоды, о различных показателях системы, ее оборудования, гидрологическая информация и т.п. (это выдвигает особые требования к накоплению и переработке статистической информации);

2) необходимость достаточно полного представления энергетической системы при решении задач текущего планирования: следует учитывать все виды электростанций, виды и марки топлива, варианты передачи энергопотоков и т.д.;

3) периодическая корректировка, вызываемая уточнением и накоплением исходной информации;

4) многостадийность планирования, учет приоритета задач;

5) взаимовлияние задач краткосрочной и долгосрочной оптимизации.

Все это приводит к усложнению алгоритмов оптимизации.

Рассмотрим укрупненные алгоритмы некоторых задач.

Оптимизация режимов водохранилищ гидростанций

Вся задача строится поэтапно. ***Начальная*** формулировка задачи: при заданной приточности воды в водохранилищах необходимо определить такой режим водохранилища ГЭС, при котором обеспечивается минимум расхода эксплуатационных издержек или топлива системы. Исходная информация, а именно: нагрузки системы, гидрограф, и ряд других параметров прогнозируются на основании статистических данных. При поступлении новых прогнозов исходный режим корректируется. Корректировка обеспечивает связь долгосрочных и краткосрочных режимов. Сначала корректировку делают на месячном интервале времени, затем на декадном и, наконец, на суточном. Последовательные корректировки основаны на многократно повторяющихся оптимизационных расчетах.

На обобщении серий таких расчетов строятся диспетчерские графики. Они являются управляющими функциями и дают рекомендации об оптимальном ведении режима ГЭС. Если характерные для ГЭС условия изменяются, диспетчерские графики строят заново.

Особенностью задачи является то, что для больших периодов оптимизации режима приходится увеличивать и расчетные интервалы времени. Невозможно осуществить расчет годового регулирования режима водохранилища по часовым интервалам. При укрупнении интервалов снижается размерность задачи, что облегчает расчеты, но уменьшается достоверность информации.

При расчете суточного периода требуется учитывать влияние внутрисуточного изменения нагрузки (ночь), при расчете месячного – изменение нагрузки по дням недели (выходные, праздники), при расчете годового периода – сезонные изменения нагрузки (лето, зима).

Для энергетики нашей страны типично каскадное использование ресурсов рек (каскады ГЭС на Волге, Каме, Енисее, Ангаре). Это вносит особенности при оптимизации использования гидроресурсов.

Дополнительно должны быть учтены гидравлические связи – связи по расходу гидроресурса. Чем меньше объем водохранилища ГЭС, расположенных выше по течению, тем сильнее связи, т.е. расходы нижележащих ГЭС зависят от расхода вышележащих. Гидравлические связи имеют асинхронность, т.к. время добегания волны расхода от одной ГЭС до другой составляет до нескольких суток и зависит от множества факторов (приточность, уровень водохранилища, ветер, состояние водной поверхности и др.) Например, для Новосибирской ГЭС волна расхода в разных условиях проходит расстояние 200 км за время от 2 часов до 3 суток.

Задача оптимизации каскада ГЭС решается на уровне энергообъединения.

Гидроузлы чаще всего имеют комплексное назначение. Гидроресурсы водохранилищ используются в нескольких отраслях народного хозяйства. Тогда оптимизация уже не может осуществляться в интересах только одной отрасли, например, энергетики. Наиболее типичными задачами комплексного использования гидроузла являются две:

1) оптимальное распределение водных ресурсов между компонентами (отраслями) по минимуму эксплуатационных затрат комплекса $И_к$, т.е.

$$И_к = И_э(W_г) + \sum_{i=1}^{m} И_i(W_г) \to min,$$

где $И_э(W_г)$ – эксплуатационные затраты по энергетике, которые зависят от объема используемых гидроресурсов $W_г$; $И_i(W_г)$ – эксплуатационные затраты i-той отрасли.

2) оптимизация нормируемых параметров регулирования водных ресурсов гидроузла (уровней, расходов, объемов воды). Критерием также являются эксплуатационные затраты, связанные с рассматриваемым оптимизируемым параметром $П_{вх}$:

$$И_к = И_э(П_{вх}) + \sum_{i=1}^{m} И_i(П_{вх}) \to min,$$

Пока задача оптимизации режимов комплексных гидроузлов систематически не решается. Обычно она возникает в крайних ситуациях и решается специально.

Пример: Волжский комплекс гидроузлов призван удовлетворять интересы энергетики, сельского хозяйства, водного транспорта, рыбного хозяйства, водоснабжения, санитарного состояния реки. Требования этих отраслей противоречивы. Для энергетики целесообразно использовать гидроресурсы зимой, для сельского хозяйства – летом, речного транспорта – весной, летом и осенью. В весеннее время для рыбного хозяйства необходимы паводковые воды для нерестилищ рыбы. Однако незаполнение водохранилищ этими водами влечет серьезные проблемы для энергетики.

Оптимизация балансов условного и натурального топлива

В энергетике на всех уровнях производственного управления составляется баланс по условному и натуральному топливу. Потребность в условном топливе определяется, исходя из плановых значений выработки электроэнергии тепловыми станциями и удельных затрат условного топлива на киловатт-час электроэнергии. По потребностям в условном топливе можно определить потребность в натуральном топливе и составить баланс натурального топлива по системе. Если по условному топливу все тепловые станции равноправны, то по натуральному их возможности резко различаются. Наиболее качественным топливом является газ и продукты нефтепереработки. Тепловые станции, работающие на этих видах топлива, имеют более высокий к.п.д.

В классической теории оптимизация режимов энергосистем ведется по условному топливу, что мы рассматривали для ТЭС.

<u>1) по условному.</u> Для планирования квартального производства электроэнергии станциями, распределения топлива между ними с учетом складских запасов, постановка задачи несколько видоизменяется [1]:

требуется найти

$$B_{\sum} = \sum_{i=1}^{n}\sum_{v=1}^{k}\sum_{t=1}^{l} B_{i,v,t} \rightarrow min,$$

где $B_{i,v,t}$ – суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии на i-той электростанции на v–том виде топлива на t-ый интервал времени при учете эквивалентных расходных характеристик и ограничений:

1) по отпуску энергии и максимальным мощностям электростанций;

2) по балансу энергии в сети;

3) по балансу мощности в сети;

4) по межсистемным перетокам мощности;

5) по выполнению планов отпуска энергии и тепла;

6) по возможности снабжения электростанций топливом от заданных месторождений;

7) по поставкам контролируемого вида топлива (ограничения по дефицитным видам топлива);

8) по емкости топливных складов – запас топлива должен быть не меньше страхового значения и не больше емкости склада;

9) по разгрузочным возможностям топливно-транспортных цехов;

10) по запасам топлива на конец планируемого периода.

Решение производится градиентным методом.

<u>2) по натуральному</u>. Баланс по натуральному топливу может составляться с использованием метода линейного программирования.

Для всех объектов задаются марки и виды топлива, возможные к использованию, технологические пределы по их использованию.

ЦФ имеет вид

$$F = \sum_{i=1}^{n}\sum_{v=1}^{k}\sum_{t=1}^{l} B_{i,v,t} \cdot c_{i,v,t} \rightarrow min$$

где $c_{i,v,t}$ – коэффициенты, учитывающие эффективность использования v-того вида топлива на i-той электростанции в интервал времени t. Они отражают цены на топливо, КПД его использования на станциях, конъюнктуру и др.

Учитываются ограничения:

– суммарный объем энергоресурсов должен обеспечить производство электроэнергии;

– на определенные объекты должно поступать топливо определенного вида и количества;

– поставки топлива должны быть положительные (требование метода линейного программирования).

Долгосрочное планирование балансов мощности и выработки энергии в системе [1]

Эта задача решается, как правило, с годовой заблаговременностью, цели ее: оценка и планирование расхода топлива в энергосистеме; планирование капитальных ремонтов, межсистемных перетоков, ограничений по режимным параметрам и др.

Имеется две основные модификации алгоритмов задачи:

1) расчет режимов по характерным суточным графикам нагрузки;

2) расчет только распределения потребления электрической энергии между станциями системы

Долгосрочная оптимизация балансов мощностей системы по типовым графикам нагрузки. Пусть энергетическая система включает в себя ГЭС, ТЭС, КЭС. Для этой системы требуется запланировать состав и режим агрегатов по типовым графикам электрической нагрузки и определить расход топлива в системе.

Рассмотрим ряд допущений, которые вполне оправданы, поскольку точность метода расчетов оказывается в противоречии с погрешностью исходной информации.

1) можно применить приближенные способы распределения нагрузки между ГЭС и ТЭС, причем ввиду экономичности ГЭС распределение идет по принципу максимального вытеснения ТЭС.

2) можно использовать нормативные характеристики удельных расходов топлива на ТЭЦ, следовательно, не решать задачу выбора состава их агрегатов.

3) ряд электростанций имеют вынужденный режим (ГЭС, АЭС, крупноблочные КЭС во время паводка), они в оптимизации не участвуют.

4) состав оборудования КЭС можно определить на основе библиотеки характеристик, построенных с использованием оптимизационных методов.

С учетом допущений задача формулируется так: определить режим станций системы и выбрать состав оборудования КЭС по минимуму расхода топлива системы при выполнении всех ограничений.

Уравнение цели (ЦФ):

$$B = \sum_t B_t(\varphi_{ГЭС,t},\ \varphi_{ТЭЦ,t},\ \varphi_{КЭС,t}) \to min,$$

где $\varphi_{ГЭС,t}$, $\varphi_{ТЭЦ,t}$, $\varphi_{КЭС,t}$ – векторы параметров режима ГЭС, ТЭЦ, КЭС.

Уравнения связи:

а) расходные характеристики КЭС $B(P)$, представленные в библиотеке и заданные для разного состава оборудования;

б) характеристики удельных нормативных расходов топлива на электрическую энергию для ТЭЦ типа $b_{уд,\,j}(P_j)$.

Ограничения:

а) баланс мощности

$$P_{i,t} = \sum_i P_{ГЭС,i,t} + \sum_j P_{ТЭЦ,\,j,t} + \sum_k P_{КЭС,\,k,\,t} \pm P_{n,t},$$

где $P_{n,t}$ – перетоки мощности из соседних систем.

б) условие обеспечения резерва мощности

$$P_{рез} \le \left(\sum_i P_{ГЭС,\,p,i,t} + \sum_j P_{ТЭЦ,\,p,j,t} + \sum_k P_{КЭС,\,p,\,k,\,t} \right) - P_{i,t},$$

где $P_{ГЭС,\,p,i,t}$, $P_{ТЭЦ,\,p,j,t}$, $P_{КЭС,\,p,\,k,\,t}$ – располагаемые мощности станций;

в) ограничения по допустимым мощностям станций;

г) ограничения по среднеинтервальной и базовой выработкам ГЭС;

д) ограничения по тепловой нагрузке ТЭЦ.

Метод оптимизации заключается в выборе наилучшей характеристики КЭС из библиотеки эквивалентных характеристик группы электростанций, определение вынужденного режима ТЭЦ и распределение нагрузки между ГЭС и ТЭС системы упрощенными методами.

Задача решается в виде взаимосвязанного комплекса подзадач:

1. Определение режима ГЭС (максимальное вытеснение ТЭС в пиковых частях графика нагрузки системы.

2. Определение графика мощностей и показателей ТЭЦ, работающих по вынужденному режиму.

3. Определение режима КЭС. Задача рассматривается как внутристанционная. Задаются графики нагрузок КЭС и из библиотеки выбираются вначале только такие характеристики, которые не приводят к смене состава работающих агрегатов в течение периода оптимизации. И только если таких характеристик нет, выбираются характеристики со сменой состава агрегатов.

4. Распределение нагрузок между регулируемыми ТЭС системы. Подзадача возникает, если мощностей всех КЭС недостаточно для покрытия потребности в мощностях нагрузки. ТЭС с регулируемой мощностью загружаются в очередности, определяемой эквивалентной расходной характеристикой.

Могут возникнуть дополнительные подзадачи, например, распределение мощности между ГЭС и ТЭС.

<u>Долгосрочная оптимизация распределения выработки электрической энергии</u>. В этой задаче порядок расчета сохраняется таким же, как и в предыдущей, но рассматривается *баланс энергии*. Распределение производства электроэнергии осуществляется между регулируемыми ТЭС. (*Принципиальная разница в 4-й подзадаче*).

Мы рассматривали задачу оптимизации для краткосрочных периодов. Поскольку интервалы времени независимы, то оптимизацию можно вести по минимуму расхода условного топлива системы для каждого интервала в отдельности. $B_i = idem$.

Оптимальное планирование ремонтов энергетического оборудования

Ремонт – это работа по поддержанию оборудования в состоянии эксплуатационной готовности и сохранению им номинальной мощности и необходимых эксплуатационных качеств.

Ремонты характеризуются высокой трудоемкостью (более половины эксплуатационного состава энергослужб – ремонтные службы), высокой стоимостью, большой материалоемкостью.

Различают *капитальный*, *текущий* и *средний* ремонт.

Капитальный – полный анализ состояния, замена отдельных элементов, восстановление, модернизация.

Текущий – для поддержания в рабочем состоянии между капитальными ремонтами.

Средний – расширенный текущий ремонт.

Режимы энергосистем прямо зависят от того, какие агрегаты находятся в ремонте, в какое время осуществляется ремонт, какова его продолжительность. Это требует взаимосвязанного решения задач планирования балансов мощности в энергосистеме и проведения ремонта.

Вводится понятие – *ремонтная площадь* годовых графиков максимальных мощностей, которая определяет возможности системы по выполнению ремонтов. На каждый календарный период в энергосистеме известна максимальная нагрузка и располагаемая мощность электростанции (см. рис. 14). Это дает возможность определить ремонтную площадку на годовом отрезке времени. <u>Планирование ремонтов осуществляется в границах ремонтной площадки</u>. Так планируются капитальные и средние ремонты. Текущие – в дни с пониженной нагрузкой (праздники, выходные).

Прежде чем приступить к поиску оптимального графика ремонтов, следует проверить *достаточность ремонтной площадки* – **достаточность зоны провала** по условию

$$S_{рем} \geq \left(\sum_{i=1}^{n} P_i \cdot t_{рем,\,i} \right) \Big/ k_{рем},$$

где $t_{рем,\,i}$ – нормативная продолжительность ремонта; $k_{рем} = 0{,}85$ – коэффициент полезного использования площади провала.

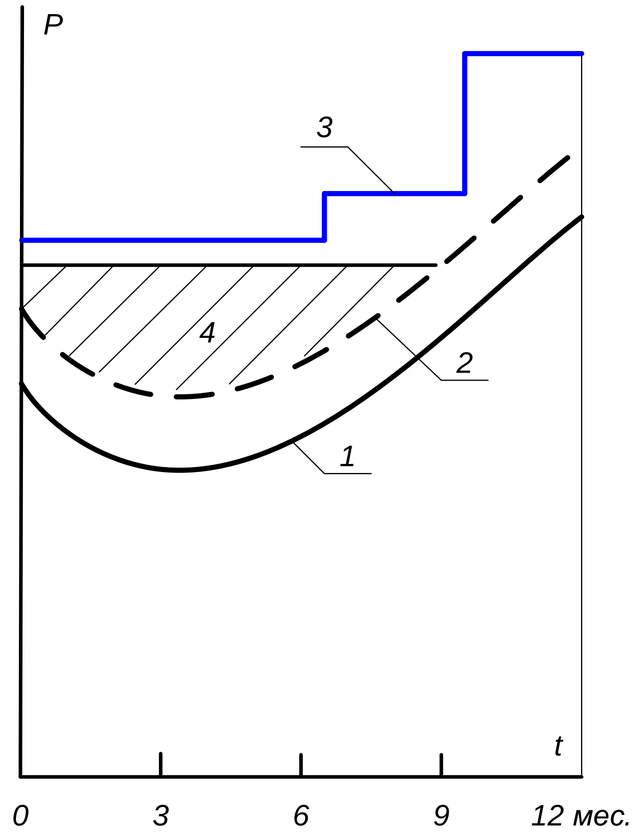

Рис. 14. Годовой график нагрузок ЭЭС и ремонтная площадка:
1 – кривая максимумов нагрузки; 2 – резервная мощность; 3 – располагаемая мощность ЭЭС при неравномерном вводе генерирующей мощности; 4 – ремонтная площадка [1].

Если ремонтная площадка мала, то либо уменьшают объем ремонтных работ, что вызывает снижение надежности оборудования, либо вводятся ограничения (лимиты) мощности для потребителей.

Критерием оптимальности при составлении графиков капитальных и средних ремонтов являются затраты, включающие затраты на капитальный ремонт и на топливо в системе. При заданном объеме ремонтных работ затраты на их выполнение можно считать не зависящими от времени проведения ремонта, тогда критерием оптимизации будет минимум расхода топлива при прочих равных условиях.

Особенность задачи – дискретность переменных.

Постановка задачи. ЦФ:

$$B_t = \sum_{i} B_{t,\,i}(P_{t,\,i})(1 - x_{t,\,i}) \rightarrow min.$$

Здесь $x_{t,i}$ – вспомогательная переменная, равная *1*, если агрегат в ремонте, и равная *0*, если он не ремонтируется. Дополнительная нагрузка, образовавшаяся за счет вывода в ремонт оборудования, должна быть распределена на работающие агрегаты, что нужно учесть в расходных характеристиках.

Ограничения:

– по заданной длительности ремонта каждого агрегата,

– по максимальному числу агрегатов, которые могут быть в ремонте на t-м интервале,

– по максимально возможному снижению располагаемой мощности,

– по одновременному ремонту агрегатов одной группы.

Решение поставленной задачи осуществляется с применением комбинаторных методов, в которых рассматриваются варианты возможных комбинаций вывода в ремонт групп агрегатов. Число возможных вариантов n^m (n – число интервалов, m – число агрегатов, выводимых в ремонт). Сокращение числа вариантов достигается применением направленного перебора с использованием приоритетной последовательности вывода агрегатов в ремонт и с учетом ограничений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Веников, В. А. и др. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: Учебник для вузов / В.А. Веников, В.Г. Журавлев, Г.А. Филиппова. – М.: Энергоиздат, 1981. – 464 с.

2. Большой энциклопедический политехнический словарь [Электронный ресурс]. URL: https://dic.academic.ru/contents.nsf/polytechnic/ (дата обращения 09.08.2021).

3. Электроэнергетические системы России [Электронный ресурс]. URL: https://www.so-ups.ru/functioning/ups/ups2025/ (дата обращения 27.08.2025).

4. Электрические системы. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов: Учебное пособие для электроэнерг. вузов / В.А. Веников, В.И. Горушкин, И.М. Маркович и др.; под. ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1973. – 320 с.

5. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях: Учебное пособие для вузов / Ю.Н. Астахов, В.А. Веников, В.В. Ежков и др.; под. ред. В.А. Веникова. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 504 с.

6. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

7. Медведева, С. Н. Оптимизация энергосистем: Учебное пособие. – Пенза, Пенз. гос. ун-т, 2005. – 48 с.

8. Арзамасцев, Д. А. и др. АСУ и оптимизация режимов энергосистем: Учеб. пособие для студентов вузов / Д.А. Арзамасцев, П.И. Бартоломей, А.М. Холян; под. ред. Д.А. Арзамасцева. – М.: Высшая школа, 1983. – 208 с.

9. Гиршин, С. С. Методы расчета и оптимизация режимов электроэнергетических систем: конспект лекций / С.С. Гиршин, Л.В. Владимиров. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2010. – 48 с.

10. Методы оптимизации в задачах электроэнергетики [Электронный ресурс] : сб. учеб.-метод. материалов для направления подготовки 13.06.01 «Электро- и теплотехника» / АмГУ, Эн.ф. ; сост.: А. Н. Козлов, И. В. Наумов. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 67 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/10690.pdf

11. Совалов, С. А. Режимы Единой энергосистемы. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 384 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Козлов Александр Николаевич,
доцент кафедры энергетики АмГУ, канд. техн. наук;

Методы оптимизации в электроэнергетических системах.
*Конспект лекций***.**

Издательство АмГУ. Формат 60х84/16. Усл. печ. л. 5,11.