

Федеральное агентство по образованию

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ЭКОНОМИКА И МЕНЕДЖМЕНТ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Ю.А. ВОРОПАЕВА

ОРГАНИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Учебное пособие

3-е издание, стереотипное

Санкт-Петербург

Издательство Политехнического университета

2010

УДК 621.31:65.011.46

Воропаева Ю.А. **Организация и управление в энергетике**: учеб. пособие. / Ю. А. Воропаева – 3-е изд., стереотипное. - СПб. : Изд-во Политехн. ун-та, 2010. 151 с. (Экономика и менеджмент в энергетике).

Пособие соответствует требованиям к обязательному минимуму содержания основной образовательной программы подготовки экономиста-менеджера по специальности 080502 «Экономика и управление на предприятии (по отраслям)» и магистра по направлению 080500 «Менеджмент» в части цикла специальных дисциплин.

Рассматриваются основные направления развития энергетического рынка страны, организационные структуры в энергетике, технико-экономические основы управления режимами работы энергетического оборудования электроэнергетических систем, оперативное управление энергетическим производством.

Предназначено для слушателей всех форм обучения и студентов факультета экономики и менеджмента, вечернего факультета технологий, экономики и менеджмента.

Ил. 40. Табл. 3. Библиогр.: 23 назв.

Печатается по решению редакционно-издательского совета Санкт-Петербургского государственного Политехнического университета.

© Воропаева Ю.А., 2010

© Санкт-Петербургский государственный политехнический университет, 2010

1. РЕФОРМИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ СТРУКТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ

1.1. Государственное регулирование в энергетике

Энергетика является основой жизнедеятельности общества и научно-технического прогресса в народном хозяйстве любой страны ввиду уникальности своей продукции. Предприятия энергетики несут ответственность за надежное, качественное и безопасное энергоснабжение всех без исключения потребителей на обслуживаемой территории. Суть государственного регулирования в энергетике – согласование интересов производителей энергии, ее потребителей и общества в целом как в текущем, так и в долгосрочном аспектах. Кроме энергетики государством регулируется деятельность и других отраслей естественных монополий:

- транспортировка нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам;
- транспортировка газа по трубопроводам;
- услуги по передаче электрической и тепловой энергии;
- железнодорожные перевозки;
- услуги транспортных терминалов, портов, аэропортов;
- услуги общедоступной электрической и почтовой связи.

Естественная монополия - состояние товарного рынка, при котором удовлетворение спроса на этом рынке эффективнее в отсутствие конкуренции в силу технологических особенностей производства (в связи с существенным понижением издержек производства на единицу товара по мере увеличения объема производства), а товары, производимые субъектами естественной монополии, не могут быть заменены в потреблении другими товарами, в связи, с чем спрос на данном товарном рынке на товары, производимые субъектами естественных монополий, в меньшей степени зависит от изменения цены на этот товар, чем спрос на другие виды товаров.

Государственное регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию (далее – тарифы) осуществляется на основе принципов, изложенных ниже, посредством установления экономически обоснованных

тарифов (цен, платы за услуги) на электрическую и тепловую энергию и (или) их предельных уровней.

Срок действия установленных тарифов и (или) их предельных уровней не может быть менее чем год. Предельные уровни тарифов на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, включая предельные уровни тарифов для населения, устанавливаются Правительством Российской Федерации с выделением предельных уровней для населения ежегодно до принятия Государственной Думой Федерального Собрания Российской Федерации в первом чтении проекта федерального закона о федеральном бюджете на очередной финансовый год и вводятся в действие с начала указанного года в установленном порядке. Указанные предельные уровни тарифов могут быть установлены Правительством Российской Федерации с календарной разбивкой, разбивкой по категориям потребителей с учетом региональных и иных особенностей.

Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов устанавливают тарифы на электрическую и тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе населению, на очередной финансовый год в рамках указанных предельных уровней до принятия закона субъекта Российской Федерации о бюджете субъекта Российской Федерации.

Цели государственного тарифов изложены в Федеральном законе от 14 апреля 1995 года N 41-ФЗ:

- защита экономических интересов потребителей от монопольного повышения тарифов;
- создание механизма согласования интересов производителей и потребителей электрической и тепловой энергии;
- формирование конкурентной среды в электроэнергетическом комплексе для повышения эффективности его функционирования и минимизации тарифов;
- создание экономических стимулов, обеспечивающих использование энергосберегающих технологий в производственных процессах;

- обеспечение юридическим лицам - производителям электрической энергии (мощности) независимо от организационно-правовых форм права равного доступа на оптовый рынок.

При государственном регулировании тарифов должны соблюдаться следующие *основные принципы*:

- обеспечение баланса экономических интересов поставщиков и потребителей электрической и тепловой энергии на основе доступности указанных видов энергии и с учетом обеспечения экономически обоснованной доходности инвестиционного капитала, вложенного в производство и передачу электрической и тепловой энергии и деятельность по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;

- определение экономической обоснованности планируемых (расчетных) себестоимости и прибыли при расчете и утверждении тарифов;

- обеспечение открытости и доступности для потребителей, в том числе для населения, информации о рассмотрении и об утверждении тарифов в соответствии со стандартами раскрытия информации, установленными Правительством Российской Федерации и предусматривающими обязательность опубликования раскрываемой информации в официальных средствах массовой информации, в которых в соответствии с федеральными законами и законами субъектов Российской Федерации публикуются официальные материалы органов государственной власти;

- обеспечение экономической обоснованности затрат коммерческих организаций на производство, передачу и распределение электрической и тепловой энергии;

- обеспечение коммерческих организаций в сфере производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии финансовыми средствами на развитие производства, научно-техническое и социальное развитие, в том числе средствами, направленными на энергосбережение и обеспечение энергетической, технической и экологической безопасности (включая ядерную и радиационную безопасность) Российской Федерации, осуществляемое путем привлечения заемных средств, частных инвестиций, средств коммерческих организаций (инвестиционных фондов, страховых фондов, фондов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ) и иных средств;

- создание условий для привлечения отечественных и иностранных инвестиций;
- определение размера средств, направляемых на оплату труда, в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями;
- выбор поставщиков энергетического оборудования и подрядных организаций по энергетическому и электросетевому строительству на конкурсной основе;
- учет результатов деятельности энергоснабжающих организаций по итогам работы за период действия ранее утвержденных тарифов.

Органами государственного регулирования тарифов являются федеральный орган исполнительной власти и органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

Федеральный орган исполнительной власти (Федеральная служба по тарифам – ФСТ) в области государственного регулирования тарифов осуществляют следующие полномочия:

- утверждает нормативно-методическую основу деятельности органов исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов;
- устанавливает основы ценообразования на электрическую и тепловую энергию на территории Российской Федерации, в том числе порядок определения цены на электрическую энергию, продаваемую на оптовом рынке электрической энергии (мощности) по регулируемым ценам, с учетом региональных особенностей формирования тарифов на оптовом рынке;
- утверждает правила государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию;
- определяет порядок рассмотрения разногласий, возникающих между органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, и потребителями, а также размер и порядок уплаты сбора, уплачиваемого при обращении для рассмотрения указанных разногласий;
- устанавливает порядок определения платы за технологическое присоединение к электрическим сетям;

- устанавливает критерии определения производителей электрической энергии, имеющих право на ее продажу по нерегулируемым ценам;
- разрабатывает и утверждает единую систему классификации и раздельного учета затрат по видам деятельности энергоснабжающих организаций, а также систему отчетности, представляемую в федеральный орган исполнительной власти по регулированию естественных монополий;
- определяет предельный объем и порядок продажи по нерегулируемым ценам электрической энергии (мощности) на оптовом рынке электрической энергии (мощности);
- формирует сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации с учетом прогнозного топливного баланса, тенденций в развитии энергетики для нужд жилищно-коммунального хозяйства, особенностей завоза продукции (товаров) в районы с ограниченными сроками ее завоза и иных факторов;
- осуществляет контроль за использованием инвестиционных ресурсов, включаемых в регулируемые государством тарифы;
- определяет перечень услуг по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России, устанавливает размер абонентной платы за указанные услуги и определяет порядок их оплаты;
- устанавливает тарифы на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности);
- устанавливает цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности;
- устанавливает плату за технологическое присоединение к электрическим сетям;
- устанавливает тарифы на услуги по передаче электрической энергии и их предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни в порядке, установленном настоящим Федеральным законом;
- устанавливает тарифы на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;
- устанавливает тарифы или их предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни на электрическую энергию, продаваемую производителями на оптовом рынке электрической энергии (мощности), за исклю-

чением продажи ими электрической энергии по нерегулируемым ценам в объеме и в порядке, которые устанавливаются Правительством Российской Федерации;

- устанавливает предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни цен на электрическую энергию, продаваемую производителями на оптовом рынке электрической энергии (мощности) по нерегулируемым ценам, в случаях и в порядке, которые устанавливаются Правительством Российской Федерации;

- определяет объем необходимых для обеспечения безопасности функционирования и развития атомных электростанций средств, учитываемый при установлении тарифов или их предельных (минимального и (или) максимального) уровней на электрическую энергию, продаваемую на оптовом рынке электрической энергии (мощности) производителями - владельцами указанных атомных электростанций;

- устанавливает предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в том числе на электрическую энергию, продаваемую по нерегулируемым ценам;

- устанавливает предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;

- рассматривает разногласия, возникающие между органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности, и потребителями, и принимает решения, обязательные для исполнения;

- осуществляет контроль за применением государственных регулируемых цен (тарифов) и проводит проверки хозяйственной деятельности организаций, осуществляющих деятельность в сфере регулируемого ценообразования, в части обоснованности величины и правильности применения указанных цен (тарифов);

- осуществляет в установленном порядке согласование решений органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

Органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации (Региональные энергетические комиссии – РЭК или Комитеты по тарифам) в области государственного регулирования тарифов осуществляют следующие полномочия:

- устанавливают тарифы на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям в рамках установленных федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям, а также тарифов на услуги по передаче тепловой энергии;

- устанавливают сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков электрической энергии;

- устанавливают тарифы на тепловую энергию, за исключением тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;

- устанавливают тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в рамках установленных федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;

- устанавливают тарифы на электрическую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям, в рамках установленных федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов, за исключением электрической энергии, продаваемой по нерегулируемым ценам;

- осуществляют контроль за применением регулируемых ими цен (тарифов) и проводят проверки хозяйственной деятельности организаций, осуществляющих деятельность в сфере регулируемого ценообразования, в части обоснованности величины и правильности применения указанных цен (тарифов);

- принимают участие в формировании сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в пределах Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации.

Регулирование указанных тарифов осуществляется в соответствии с основами ценообразования на электрическую и тепловую энергию на территории Российской Федерации, правилами государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию и иными нормативными правовыми актами и методическими указаниями, утвержденными Правительством Российской Федерации или федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий. Решение органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов об утверждении им тарифов, уровень которых превышает предельный уровень, установленный Правительством Российской Федерации, подлежит согласованию с федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий, осуществляемому в порядке, устанавливаемом правилами государственного регулирования и применения тарифов на электрическую и тепловую энергию, до принятия указанного решения органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации. Согласование федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий указанного выше решения осуществляется не позднее 30 календарных дней с даты обращения органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов. Орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов действует в соответствии с положениями об органах исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, утвержденными органами исполнительной власти субъектов Российской Фе-

дерации в области государственного регулирования тарифов, составленными на основании типового положения, утвержденного Правительством Российской Федерации. Решение органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов, принятое им с превышением полномочий, установленных указанными нормативными правовыми актами, подлежит отмене в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации, осуществляющий государственное регулирование тарифов в соответствии с настоящим Федеральным законом, является юридическим лицом.

Назначение на должность и освобождение от должности руководителя органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов проводятся по согласованию с федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий.

1.2. Реформирование энергетики

Необходимость реформ в энергетике – следствие общеэкономического спада, повышения энергоемкости экономики, падения объемов инвестиций с одновременным снижением эффективности работы отдельных секторов отрасли. Главная цель реформы – создать в России полноценный рынок электроэнергии, работающий и развивающийся на принципах конкуренции, с привлечением в энергетические компании частных инвестиций. Целями реформирования электроэнергетики Российской Федерации являются обеспечение устойчивого функционирования и развития экономики и социальной сферы, повышение эффективности производства и потребления электроэнергии, обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей.

Стратегической задачей реформирования является перевод электроэнергетики в режим устойчивого развития на базе применения прогрессивных технологий и рыночных принципов функционирования, обеспечение на этой основе надежного, экономически эффективного удовлетворения платежеспособного спроса на электрическую и тепловую энергию в краткосрочной и долгосрочной перспективе. Структура энергетической отрас-

ли, сложившаяся к 2000 году представлена на рис. 1.1. В ходе реформирования значительные изменения произойдут во всех предприятиях отрасли. Схема реформирования акционерных обществ энергетики и электрификации (АО-энерго), направленная на разделение вертикально-интегрированной компании по видам деятельности, представлена на рис.1.2.



Рис.1.1. Структура отрасли в 2000 году.

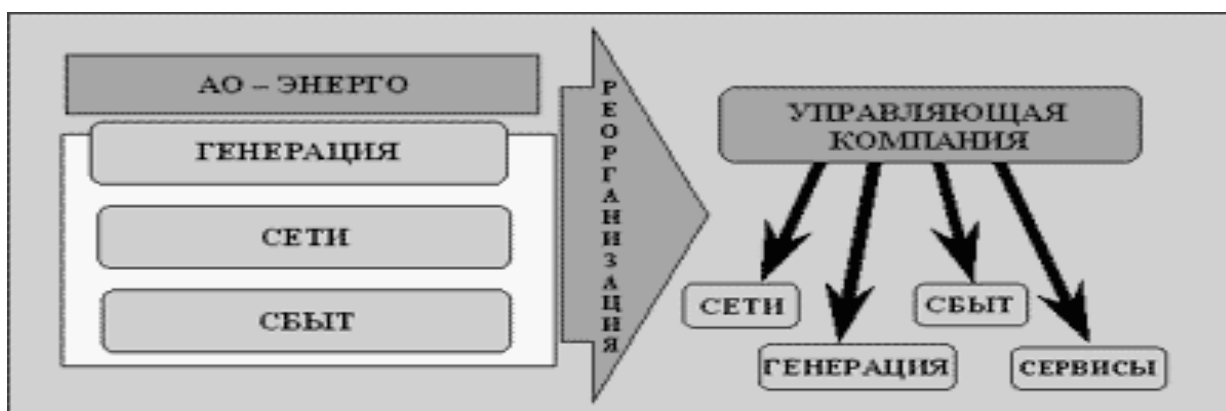


Рис.1.2. Схема реформирования АО-энерго

Определены направления реформирования электроэнергетики:

1. Совершенствование рынков электроэнергии;
2. Реформирование электроэнергетической отрасли.

Рассмотрим **первое направление**. Одним из основных итогов реформирования электроэнергетики станет преобразование существующего федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности) в полноценный конкурентный оптовый рынок электроэнергии и формирование эффективных розничных рынков электроэнергии, обеспечивающих надежное энергоснабжение потребителей.

Оптовый рынок электроэнергии

В ходе трансформации существующей системы хозяйственных отношений в электроэнергетике должны быть обеспечены коммерчески непротиворечивые и технически реализуемые взаимоотношения между продавцами и покупателями электроэнергии. Эти отношения должны быть основаны как на конкурентном ценообразовании в тех секторах, где созданы достаточные условия для конкуренции, так и на устанавливаемых уполномоченным государственным органом тарифах в тех случаях, когда введение конкуренции невозможно по объективным технологическим условиям. Конкурентный оптовый рынок электроэнергии должен складываться на основе свободного коммерческого взаимодействия его участников, действующих по установленным правилам функционирования рынка.

На оптовый рынок будет поставляться электроэнергия, вырабатываемая генерирующими компаниями, сформированными на базе существующих тепловых, атомных и гидравлических электростанций, а также электроэнергия, вырабатываемая электростанциями региональных энергокомпаний и других производителей независимо от организационно-правовой формы.

На первом этапе каждому поставщику, за исключением независимых, обеспечивается равное право продажи на торгах определенной, одинаковой для всех, доли электроэнергии (5-15 процентов выработки) с целью отработки конкурентных механизмов, формирования инфраструктуры рынка, определения с помощью рыночных механизмов реальной стоимости энергии. На всю остальную электрическую энергию сохраняется государ-

ственное регулирование тарифов. Независимые производители поставляют всю произведенную электроэнергию по нерегулируемым государством тарифам с использованием механизма коммерческой диспетчеризации.

Формирование рыночных цен будет осуществляться на основании сопоставления ценовых заявок покупателей и продавцов по фактору минимальных цен (коммерческая диспетчеризация) в соответствии с порядком установления равновесных цен оптового рынка.

С целью снижения финансовых рисков на последующих этапах становления оптового рынка электроэнергии участникам рынка должна быть предоставлена возможность заключения контрактов на будущие поставки электроэнергии (мощности) и на покупку или продажу фиксированного объема электрической энергии (мощности) для поставки в оговоренную дату в будущем по согласованной цене (форвардных и фьючерсных контрактов), которые обеспечиваются страхованием (хеджированием) рисков резкого изменения рыночных цен.

Всем продавцам и покупателям электроэнергии, соблюдающим установленные правила и удовлетворяющим требованиям по минимальному объему производства (для производителей) или оборота электроэнергии (для прочих участников рынка), будет обеспечена возможность свободного выхода на рынок.

Взаимодействие участников конкурентного оптового рынка электроэнергии должно осуществляться на основе безусловного соблюдения договорных обязательств и финансовой дисциплины.

Для участников рынка, которые до их реформирования осуществляют одновременно деятельность в естественно-монопольных и конкурентных сферах, обязательным будет являться введение отдельного финансового учета по видам деятельности. В целях создания равных конкурентных условий деятельность по передаче и распределению электроэнергии будет отделена от других видов деятельности путем образования отдельного юридического лица.

Розничные рынки электроэнергии

В сфере поставок электроэнергии конечным потребителям необходимо сформировать эффективные розничные рынки электроэнергии, обеспе-

чивающие надежное энергоснабжение потребителей при поэтапном развитии конкуренции.

Важным условием эффективности розничных рынков станет создание устойчивых и прозрачных в финансовом отношении региональных энергетических компаний, в том числе на основе реформирования акционерных обществ энергетики и электрификации путем создания региональных сетевых дочерних акционерных обществ со 100-процентным участием материнских компаний в их уставном капитале или путем их разделения (выделения) на региональные генерирующие и региональные сетевые акционерные общества с пропорциональным распределением уставного капитала, имея в виду, что деятельность по передаче и распределению электрической энергии будет осуществляться региональными сетевыми компаниями.

Акционерным обществам энергетики и электрификации после их реформирования и передачи соответствующей деятельности в ведение региональных сетевых компаний будет присвоен статус гарантирующих поставщиков, обязанных заключить с любым обратившимся к ним потребителем договор на энергоснабжение в закреплённой за ними зоне. Гарантирующие поставщики будут осуществлять поставку электроэнергии на основе регулируемых тарифов, величина которых должна своевременно пересматриваться, с тем чтобы соответствовать реальной стоимости электроэнергии.

Розничная цена должна определяться как сумма оптовой цены электроэнергии, затрат по оплате услуг за передачу, распределение электроэнергии и регулируемой сбытовой надбавки. Деятельность сбытовых компаний на начальных этапах реформирования будет осуществляться в условиях государственного регулирования, минимизирующего возможность недобросовестного поведения в отношении потребителей.

На втором этапе реформы любая коммерческая организация, удовлетворяющая установленным требованиям и условиям, получит право осуществлять сбытовую деятельность. При этом потребителям, обслуживаемым любой сбытовой организацией, должен быть обеспечен равный доступ к распределительным сетям. Независимые сбытовые организации будут поставлять электроэнергию потребителям по договорным ценам. Любой потребитель, удовлетворяющий требованиям по минимальному объёму

му потребления и оснащенный необходимыми системами коммерческого учета электроэнергии, имеет право на покупку электроэнергии у независимой сбытовой организации.

На розничных рынках электроэнергии допускается совмещение сбытовой деятельности с производством электрической энергии на собственных электростанциях.

Организации любой формы собственности, осуществляющие коммерческую деятельность по передаче и распределению электрической энергии (в том числе при введении в эксплуатацию новых распределительных сетей), обязаны организационно обособить эти виды деятельности путем создания отдельного юридического лица и обеспечить равный доступ к сетям всем заинтересованным организациям в соответствии с законодательством Российской Федерации.

На начальном этапе необходимо учитывать региональную специфику розничного рынка электроэнергии. Темпы и особенности его создания и функционирования должны согласовываться с техническими особенностями поставки, передачи и распределения электроэнергии, а также с уровнем развития экономики регионов.

В регионах, где по техническим причинам временно невозможно развитие конкуренции, сохраняется государственное регулирование.

Рассмотрим **второе направление** реформирования. В результате реформирования электроэнергетики и реализации мер по формированию оптового и розничных рынков электроэнергии должны быть созданы:

- инфраструктура рынков электроэнергии, включающая в себя системного оператора, администратора торговой системы, федеральную и региональные сетевые компании;
- коммерчески эффективные, привлекательные в инвестиционном отношении организации электроэнергетики.

Процесс реформирования охватит Российское акционерное общество энергетики и электрификации "ЕЭС России" (РАО "ЕЭС России"), его дочерние и зависимые общества, предприятия коммунальной энергетики и иные организации, являющиеся владельцами электрических сетей и оказывающие услуги по передаче и распределению электроэнергии, включая

реформирование федеральных государственных унитарных предприятий атомной энергетики.

Создание федеральной сетевой компании

В процессе развития электроэнергетики была создана Единая энергетическая система России, являющаяся общенациональным достоянием и гарантией энергетической безопасности. Основной частью Единой энергетической системы России является единая национальная энергетическая сеть, включающая в себя систему магистральных линий электропередачи, объединяющих большинство регионов страны, и представляющая собой один из элементов гарантии целостности государства. С целью ее сохранения и укрепления, обеспечения единства технологического управления и реализации государственной политики в электроэнергетике создается федеральная сетевая компания (ФСК). В ее состав должны быть включены существующие магистральные сети, являющиеся составными частями единой национальной энергетической сети и обеспечивающие в том числе объединение электростанций РАО "ЕЭС России" и региональных энергосистем, перетоки электроэнергии между ними, ее транзит, экспорт и импорт. Критерии (предельный уровень напряжения, объемы передаваемой энергии, изменение направления передачи мощности и т. п.), по которым линии электропередачи будут относиться к магистральным, определяются Правительством Российской Федерации.

Создание федеральной сетевой компании позволит:

- укрепить интегрирующую роль Единой энергетической системы России и обеспечить взаимодействие производителей и потребителей электроэнергии на конкурентном оптовом рынке электроэнергии;
- обеспечить непосредственное подключение всех регионов России к единой национальной электрической сети;
- гарантировать равный доступ продавцов и покупателей на оптовый рынок электроэнергии;
- осуществлять эффективное государственное регулирование тарифов на передачу электроэнергии;
- повысить энергетическую безопасность государства;
- способствовать проведению эффективной государственной внешнеэкономической политики в сфере электроэнергетики.

Уполномоченный государственный орган по согласованию с ФСК совместно с системным оператором будет определять условия присоединения и режимы работы магистральных электрических сетей, сооружаемых за счет привлечения средств инвесторов и включаемых в единую национальную энергетическую сеть, но не входящих в состав ФСК.

На начальном этапе реформирования отрасли решением Совета директоров Российским акционерным обществом "ЕЭС России" 09 ноября 2001 г. учреждена федеральная сетевая компания (ФСК) на базе всех принадлежащих этому акционерному обществу магистральных сетей в качестве дочернего общества со 100-процентным участием в его уставном капитале.

В учредительных документах РАО "ЕЭС России" и ФСК предусматривается порядок, обеспечивающий избрание представителей государства в совет директоров ФСК в количестве, составляющем большинство совета, при этом назначение руководителей (членов) исполнительного органа федеральной сетевой компании осуществляется с согласия совета директоров Российского акционерного общества "ЕЭС России".

В дальнейшем, обеспечивается непосредственное участие государства в уставном капитале ФСК с целью получения контрольного пакета акций путем распределения его акционерного капитала среди собственников РАО "ЕЭС России" пропорционально их долям в уставном капитале этого акционерного общества. По мере осуществления реформ и выхода государства из потенциально конкурентных сфер в электроэнергетике произойдет соответствующее увеличение его доли в уставном капитале федеральной сетевой компании, в том числе путем обмена акций генерирующих компаний, принадлежащих государству, на акции федеральной сетевой компании, принадлежащие другим акционерам.

Услуги по передаче и распределению электрической энергии подлежат регулированию со стороны государства в соответствии с законодательством Российской Федерации об естественных монополиях.

С целью ускоренного развития электрических сетей и привлечения для этого инвестиций предусматривается возможность частного строительства линий электропередачи в порядке и на условиях, которые определяются законодательством Российской Федерации.

Создание единой системы диспетчерского управления (системного оператора)

В процессе реформирования электроэнергетики должна быть сохранена и укреплена единая система оперативно-диспетчерского управления отраслью посредством создания системного оператора. Основными задачами системного оператора должны стать управление режимами работы Единой энергетической системы России, составление и исполнение балансов производства и потребления электроэнергии, обеспечение надежности энергосистемы страны и показателей качества электроэнергии.

Системный оператор оказывает всем участникам рынка услуги по управлению режимами работы энергосистемы и организует деятельность по прогнозированию производства и потребления электроэнергии. Поскольку системный оператор является монополистом, его деятельность будет отделена от других видов коммерческой деятельности, будет находиться под контролем государства, а оплата предоставляемых системным оператором услуг – осуществляться на основе тарифов, регулируемых уполномоченным государственным органом.

На начальном этапе реформирования отрасли решением Совета директоров РАО "ЕЭС России" 25 января 2002 г. учрежден системный оператор на базе центрального диспетчерского управления и объединенных диспетчерских управлений в качестве дочернего общества со 100-процентным участием в его уставном капитале.

В учредительных документах РАО "ЕЭС России" и системного оператора предусматривается порядок, обеспечивающий избрание представителей государства в совет директоров системного оператора в количестве, составляющем большинство совета, при этом назначение руководителей (членов) исполнительного органа системного оператора осуществляется с согласия совета директоров Российского акционерного общества "ЕЭС России".

В дальнейшем, обеспечивается непосредственное участие государства в уставном капитале системного оператора с целью получения контрольного пакета акций путем распределения его акционерного капитала среди собственников РАО "ЕЭС России" пропорционально их долям в уставном капитале этого акционерного общества. По мере осуществления реформ и

выхода государства из потенциально конкурентных сфер в электроэнергетике произойдет соответствующее увеличение его доли в уставном капитале системного оператора, в том числе путем обмена акций генерирующих компаний, принадлежащих государству, на акции системного оператора, принадлежащие другим акционерам.

После получения контрольных пакетов акций в уставных капиталах федеральной сетевой компании и системного оператора государство рассматривает вопрос о целесообразности их объединения.

Создание администратора торговой системы

В процессе реформирования отрасли создается администратор торговой системы, выполняющий задачи по организации торговли на оптовом рынке электроэнергии, обеспечению расчетов за поставляемую электроэнергию и услуги, оказываемые участникам оптового рынка, по обеспечению равных условий для всех участников оптового рынка электроэнергии, разработке правил оптового рынка и контроля за их соблюдением, организации системы досудебного урегулирования споров между участниками оптового рынка и контроля за действиями системного оператора, влияющими на экономическую эффективность оптового рынка.

Администратор торговой системы образован участниками оптового рынка электроэнергии в форме некоммерческой организации 23 ноября 2001г. Учредителями АТС выступили 28 организаций – как производителей, так и потребителей электроэнергии, в том числе РАО "ЕЭС России" и его дочерние компании.

В целях обеспечения баланса интересов продавцов и покупателей электроэнергии и предотвращения злоупотребления монопольным положением в учредительных документах администратора торговой системы предусматриваются:

- ограничение участия одного юридического лица или группы аффилированных лиц в органах управления и имуществе администратора торговой системы;
- равное представительство поставщиков и покупателей (включая крупных потребителей) электрической энергии в органах управления администратора торговой системы;

- обеспечение действенного государственного контроля за деятельностью администратора торговой системы;

- порядок учета интересов всех субъектов рынка при принятии решений администратором торговой системы.

Администратор торговой системы разрабатывает и внедряет систему гарантий и расчетов на оптовом рынке электроэнергии, обеспечивающую возможность его функционирования.

Деятельность администратора торговой системы регулируется уполномоченным государственным органом в целях обеспечения равных условий для всех участников рынка в соответствии с законодательством Российской Федерации и правилами оптового рынка электроэнергии, утверждаемыми в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

В отношении отдельных энергетических зон с недостаточной пропускной способностью линий связи с Единой энергетической системой России, для которых правила оптового рынка электроэнергии могут иметь региональные особенности, допускается создание зональных структурных подразделений администратора торговой системы.

Создание генерирующих компаний

На базе электростанций Российского акционерного общества "ЕЭС России" будут созданы крупные генерирующие компании, являющиеся самостоятельными участниками оптового рынка электроэнергии. При создании таких генерирующих компаний необходимо избежать появления монополистов в сфере производства электроэнергии и обеспечить максимально возможное выравнивание стартовых условий хозяйствования этих компаний (в первую очередь в отношении себестоимости генерации электроэнергии), а также прозрачность процесса формирования генерирующих компаний.

Гидроэлектростанции, обеспечивающие регулирование показателей качества электроэнергии в Единой энергетической системе России, включаются в состав генерирующих компаний на основе каскадного принципа, в соответствии с которым гидроэлектростанции одного каскада (при усло-

вии их существенной технологической зависимости друг от друга) принадлежат одной генерирующей компании.

На начальном этапе реформирования отрасли генерирующие компании создаются Российским акционерным обществом "ЕЭС России" в качестве дочерних обществ со 100-процентным участием в их уставных капиталах. Порядок формирования генерирующих компаний определяется Правительством Российской Федерации и обеспечивается через представителей государства в совете директоров Российского акционерного общества "ЕЭС России". Указанные генерирующие компании могут приобретать в соответствии с законодательством Российской Федерации электростанции, преобладающим видом деятельности которых является производство электроэнергии.

В процессе реформирования будет проводиться демонополизация сферы производства электроэнергии путем постепенного выделения генерирующих компаний из Российского акционерного общества "ЕЭС России" с пропорциональным распределением их акций (долей) между акционерами этого акционерного общества.

В целях увеличения доли государства в уставных капиталах федеральной сетевой компании и системного оператора, а также для привлечения частных инвесторов в сферу производства электроэнергии наряду с другими формами могут использоваться варианты обмена или продажи принадлежащих государству пакетов акций в уставных капиталах генерирующих компаний.

Для стимулирования конкуренции должны разрабатываться механизмы, ограничивающие доминирующее положение генерирующих компаний на оптовом рынке электроэнергии. В случае превышения устанавливаемого предела выработки электроэнергии генерирующая компания обязана либо продать избыточные мощности, либо разделиться на несколько компаний, либо в отношении этой компании будет применяться государственное регулирование цен, объемов производства и т. д.

Создаваемые генерирующие компании должны нести предусмотренную законодательством Российской Федерации ответственность за сохранение, использование, реконструкцию, модернизацию или вывод из эксплуатации генерирующих мощностей.

На базе федеральных электростанций, а также некоторых крупных электростанций, принадлежащих акционерным обществам энергетики и электрификации (АО-энерго), организуются Оптовые генерирующие компании (ОГК) – основные поставщики электроэнергии на оптовый рынок. Одним из важнейших критериев при их создании является обеспечение равных стартовых условий хозяйствования. Чтобы избежать появления локальных монополий в сфере производства электроэнергии, в одну генерирующую компанию будут объединяться территориально удаленные друг от друга электростанции. Распоряжением Правительства РФ № 1367-р от 25 октября 2004 г. созданы семь ОГК – шесть, состоящих из ТЭС и ГРЭС, и одна, состоящая из ГЭС.

Другими игроками на рынке электроэнергии станут территориальные генерирующие компании (ТГК). Конфигурация ТГК и механизм их создания были одобрены Советом директоров ОАО РАО "ЕЭС России" 23 апреля 2004 г. Было решено, что в состав ТГК войдут все генерирующие мощности, исключая: входящие в состав ОГК; АЭС; некоторые электростанции, принадлежащих независимым от ОАО РАО ЕЭС "России" региональным АО-энерго; электростанции изолированных энергосистем; некоторые региональные генерирующие компании.

Предполагается, что ТГК будут формироваться на основе следующих базовых принципов: создание крупных компаний; минимизация возможностей для монопольных злоупотреблений; объединение электростанций по территориальному признаку; снижение доли государственного контроля над генерацией электроэнергии. В состав ТГК войдет большинство теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), поэтому они будут заниматься не только электро-, но и теплоснабжением. В отличие от оптовых генерирующих компаний, формируемых на базе активов как холдинга ОАО РАО "ЕЭС России", так и АО-энерго, ТГК будут создаваться на основе региональных генерирующих компаний, выделенных из АО-энерго, с последующей горизонтальной интеграцией.

Реформирование акционерных обществ энергетики и электрификации

Реформирование акционерных обществ энергетики и электрификации будет направлено на повышение прозрачности и эффективности их дея-

тельности, условием чего является разделенный финансовый учет деятельности по производству и сбыту электрической энергии и по создаваемым дочерним сетевым компаниям, в собственность которых передаются сетевые активы (линии электропередачи, подстанции и т. п.). Разделение деятельности явится одним из факторов формирования условий для равного доступа к сетевой инфраструктуре в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Под влиянием рыночных условий допускается укрупнение акционерных обществ энергетики и электрификации в соответствии с законодательством Российской Федерации, потому уже на первом этапе реформ будут сформированы финансово устойчивые и инвестиционно привлекательные региональные организации в сфере энергетики с высокой степенью прозрачности их деятельности.

После образования региональных сетевых компаний акционерным обществам энергетики и электрификации будет присвоен статус гарантирующих поставщиков, порядок деятельности которых разрабатывается и утверждается уполномоченным государственным органом.

По мере становления рынка статус гарантирующего поставщика может быть присвоен любой сбытовой компании на конкурсной основе. Порядок проведения конкурсов устанавливается Правительством Российской Федерации. Количество гарантирующих поставщиков и границы зон обслуживания будут определены на первом этапе реформирования, при этом в каждой зоне обслуживания в качестве гарантирующего будет выступать только один поставщик. Допускается укрупнение гарантирующих поставщиков на межрегиональной основе.

В итоге реструктуризации электроэнергетики сбытовая деятельность будет выделена из вертикально-интегрированных компаний в отдельные структуры. В переходный период реформирования электроэнергетики (и некоторое время после него) сбыт, являясь потенциально конкурентным видом деятельности, будет оставаться преимущественно регулируемой государством сферой деятельности. Это обусловлено двумя основными причинами:

- значительная часть сбытовых структур, выделяемых в ходе реструктуризации, станут гарантирующими поставщиками (а это регулируемый государством вид бизнеса);
- в ближайшие годы государство сохранит существенную долю контроля над сбытом (в частности, через распределительные компании).

Однако, после реформы существующих энергокомпаний, формирование структуры сбыта продолжится, и важнейшей тенденцией станет рост доли частного сектора в сбыте электроэнергии. Это произойдет по мере сокращения государственного регулирования в этой сфере, возникновения новых специализированных сбытовых компаний, либо сбытовых подразделений в генерирующих компаниях (прежде всего ТГК).

К 2008 году должна сложиться структура отрасли, представленная на рис. 1.3.



Рис. 1.3. Итог реструктуризации ОАО РАО "ЕЭС России" и региональных энергокомпаний (2008 год)

Определены этапы реформирования электроэнергетики Российской Федерации. При проведении реформы электроэнергетики необходимо сочетать по срокам преобразование федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности) в полноценный конкурент-

ный оптовый рынок электроэнергии, разработку правил его функционирования и осуществление мероприятий по реформированию организаций отрасли. Реформирование электроэнергетики носит последовательный характер и будет осуществляться в три этапа.

Первый этап реформы осуществляется в течение 3 лет. В ходе этого этапа должны быть решены следующие задачи:

- разработка нормативной правовой базы реформирования отрасли;
- реформирование организаций электроэнергетики;
- отработка механизмов функционирования конкурентного оптового рынка электроэнергии.

Первый этап включает в себя две фазы продолжительностью по полтора года каждая. В результате первого этапа будут созданы условия для функционирования конкурентного рынка электроэнергии, достигнута финансовая прозрачность организаций электроэнергетики. При этом становление конкурентного оптового рынка будет способствовать дооценке стоимости активов всех участников рынка электроэнергии, что создаст дополнительные факторы, содействующие привлечению инвестиций.

Второй этап реформы займет 2-3 года и явится периодом становления оптового и розничных рынков электроэнергии на территории Европейской, Уральской и Сибирской энергетических зон. На этом этапе завершится формирование конкурентного оптового рынка электроэнергии, будет прекращено регулирование тарифов на электрическую энергию и сохранено регулирование тарифов на ее передачу и системные услуги, для чего:

- вводятся в действие правила функционирования конкурентного оптового рынка электроэнергии, определяются принципы взаимоотношений его участников и порядок перехода к ценообразованию на основе свободных цен, складывающихся под влиянием спроса и предложения;
- заканчивается в основном формирование правовой базы функционирования конкурентного оптового рынка электроэнергии;
- создаются независимые сбытовые компании;
- рассматривается целесообразность объединения РАО "ЕЭС России" (федеральной сетевой компании) с системным оператором;
- формируются условия для развития конкуренции на оптовом и розничных рынках электроэнергии.

В результате будет в основном проведено реформирование отрасли, сформирована система рыночного ценообразования на оптовом и розничных рынках электроэнергии, созданы условия для широкомасштабного привлечения инвестиций.

Третий этап проведения реформы должен быть осуществлен в течение 3-4 лет. Его основным содержанием станет обеспечение притока инвестиций в конкурентные сектора электроэнергетики. В ходе этого этапа:

- развивается и совершенствуется рыночная инфраструктура;
- производится привлечение инвестиций в капитал генерирующих компаний;
- развивается система магистральных сетей с расширением сферы оптового рынка электроэнергии;
- обеспечивается увеличение доли государства в уставном капитале РАО "ЕЭС России" (федеральной сетевой компании) и в уставном капитале системного оператора.

В результате будет закончено формирование конкурентных оптового и розничных рынков электроэнергии, достигнут высокий уровень конкуренции в секторах производства и сбыта электроэнергии, государство перестанет выполнять несвойственные ему функции хозяйственного управления конкурентными секторами энергетики.

1.3. Организационные структуры энергетических компаний

Энергетическая компания может быть охарактеризована с позиций различных структур. Основные из них следующие:

- производственная - упорядоченная совокупность и взаимосвязи основных производственных, вспомогательных и обслуживающих предприятий, цехов, складов и других элементов производственной базы (рис. 1.4);
- технологическая - состав оборудования, его характеристики, специализация и загрузка мощностей;
- экономическая - состав капитала компании, соотношение стоимостных параметров основных и оборотных фондов, затрат и цен на продукцию различных видов;
- финансовая - состав центров ответственности и их взаимосвязи;

- социальная - распределение работников по профессиональному, квалификационному, половозрастному признаку, уровню образования, семейному положению и т.п.;
- информационная - источники и получатели, носители информации, их состав и взаимосвязи, конфигурация коммуникационных сетей;
- организационная - упорядоченная совокупность составляющих систему организационных элементов (подразделения, должности, цели, задачи, распределение ролей, полномочия, ответственность) и взаимосвязей между ними. К числу таких взаимосвязей обычно относят иерархические, властные, процессные, временные, пространственные.

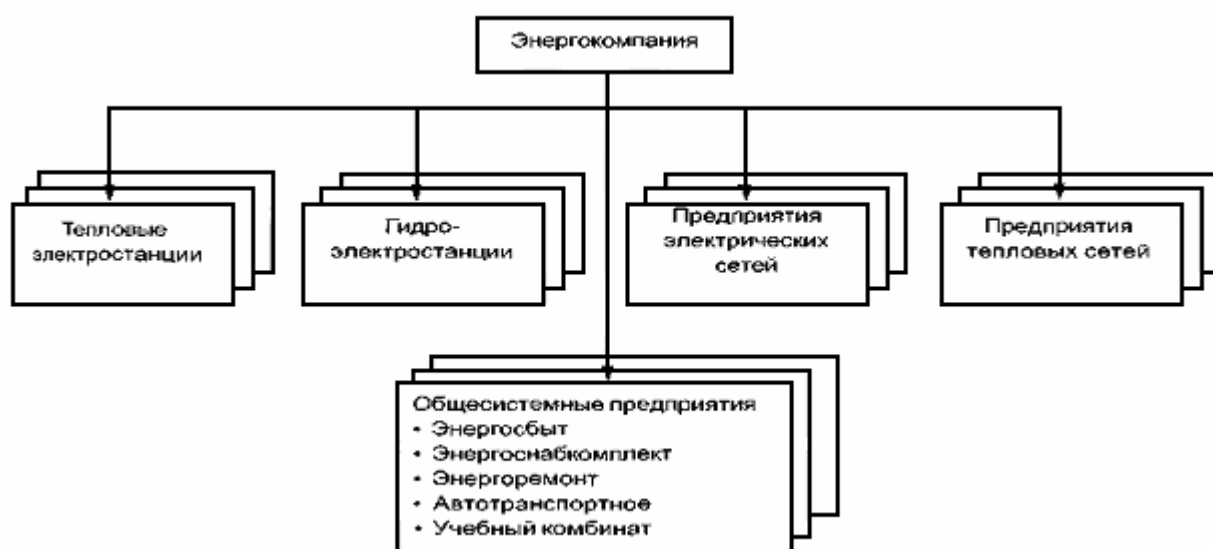


Рис.1.4. Схема производственной структуры крупной энергокомпании (АО-энерго) до реформирования

Современная постановка проблем структуры для отечественных энергетических компаний обусловлена прежде всего необходимостью их реформирования в связи с акционированием и приватизацией, создания заинтересованности инвесторов вкладывать капитал, функционированием в условиях нестабильной экономики, стремлением образовать конкурентные энергетические рынки. Появляются совершенно новые цели и задачи, непривычные для управленческого персонала.

Во-первых, возникла реальная практическая потребность в смене целей, стратегий, коренных принципов организации в соответствии с новыми, динамично меняющимися требованиями внешней среды.

Во-вторых, акционирование и приватизация - это только первый шаг к самостоятельности, оборотной стороной которой является экономическая ответственность, причем не только перед своим персоналом, но и перед собственниками, акционерами, что потребовало новых структурных решений.

В-третьих, для обеспечения более устойчивого финансового состояния энергетической компании нужны новые подходы к работе с потребителями энергии, диверсификации производства, поиск новых сфер коммерческой деятельности, следовательно, в структуре необходимы достаточно гибкие организационные механизмы, реализующие новую идеологию. В то же время необходимы выделение и ликвидация неэффективных непрофильных бизнесов.

В-четвертых, частный капитал имеет тенденцию к слиянию, поглощению, разделению, следовательно, к перемене владельцев компании, что также предопределяет необходимость частых преобразований структуры.

Структура энергокомпании – это ее строение, ее "остов", "хребет". Тем не менее не следует преувеличивать значение структуры: она не только обусловлена целями энергокомпании, технологией энергетического производства, условиями сбыта энергии, но зависит от реальных лидеров, сложившегося распределения функций между ними. Самая лучшая структура не гарантирует хороших результатов. Но неверная структура - гарантия невыполнения задач: упор делается не на те проблемы, в коллективе усиливаются ненужные конфликты и пустяки вырастают до грандиозных размеров. Вместо сильных сторон акцентируются слабости и дефекты.

В организационных структурах управления (ОСУ) выделяют три группы организационных связей:

- линейные – административная подчиненность должностных лиц (мастер – начальник цеха);
- функциональные – административная подчиненность отсутствует, имеются связи по выполнению отдельных работ – методическое руководство, внутри функциональный контроль, преобразование информации (начальник цеха – плановый отдел);
- межфункциональные, или кооперационные – между подразделениями или должностями одного и того же уровня (например, между начальника-

ми цехов электростанции). Такого рода связи могут приобретать различные формы: обязательное уведомление (например, о выводе оборудования в ремонт, выдаче материалов); обязательное консультирование с отделом или лицом, занимающимся на предприятии определенной проблемой и т.д.

Итак, основной отличительный признак выделения организационных связей – право принимать решения (линейное руководство) или давать рекомендации (штабная роль).

1.3.1. Интегрированные структуры

Различают технологическую и хозяйственную формы интеграции энергокомпаний.

Технологическая интеграция – физическая связь процессов генерации, передачи и распределения электроэнергии – может быть вертикальной (вертикально-интегрированные структуры) и горизонтальной (горизонтально интегрированные структуры).

Вертикально-интегрированные структуры широко распространены в отечественной электроэнергетике. Практически все АО-энерго построены по этому принципу. Для вертикальной интеграции характерно объединение энергетических установок, выполняющих ряд последовательных технологических функций в процессе энергоснабжения: генерация, транспорт, распределение энергии в рамках единой районной энергосистемы.

Среди энергетических предприятий встречается горизонтальной интеграция, например, объединенные энергосистемы (ОЭС) — первая ступень интеграции; формирование ЕЭС страны - вторая ступень.

Технологическая интеграция может быть основой для последующей хозяйственной интеграции, которая, в свою очередь, может иметь разные виды (табл. 1.1). Пример: районная энергосистема - это технологически интегрированная структура, на базе которой организуется хозяйственная интеграция в виде АО-энерго.

Таблица 1.1.

Виды промышленных ассоциаций (объединений)

| Вид | Характерные особенности |
|--------------------------|---|
| Трест (комбинат) | Самая жесткая форма объединения, при которой полностью утрачивается юридическая, коммерческая и производственная самостоятельность предприятий. Единое управление. В случае межотраслевых объединений тресты представляют собой комбинаты |
| Концерн | Жесткая форма объединения. Единое финансово-экономическое управление. Научно-технический и организационный центр. Предприятия сохраняют юридическую самостоятельность. |
| Вид | Характерные особенности |
| Консорциум | Временное объединение финансовых средств участников на период поставленной цели. В отличие от холдинговой компании является неприбыльной организацией. Как правило, не образует со своими участниками никаких организационных структур, за исключением небольшого аппарата. |
| Синдикат | Централизация снабжения и объединения, с помощью которой устраняется внутренняя конкуренция. В результате участники сохраняют производственную, но теряют коммерческую самостоятельность. |
| Картель | Соглашение юридически и хозяйственно самостоятельных предприятий о квотировании объемов производства, ценах, условиях продажи, разграничении рынков сбыта, сроках платежей. |
| Энергетический пул | Добровольное объединение энергетических компаний, которые сами установили правила игры. Прибыль поступает в общий фонд и распределяется, согласно квотам, заранее определенными участниками. |
| Хозяйственная ассоциация | Самая мягкая форма объединения. Создается в целях кооперации деятельности рекомендательного характера, возможна централизация определенных функций, в основном информационного характера |
| Холдинг | Объединение предприятий на основе системы участия в акционерном капитале, при котором одно из них – материнская компания – является держателем контрольного пакета акций других предприятий объединения (дочерних компаний) и специализируется в управлении их финансовой деятельностью |

| | |
|---|--|
| Финансово-промышленная группа (конгломерат) | Объединение предприятий различных отраслей в целях концентрации финансовых ресурсов. |
|---|--|

Любая хозяйственная интеграция в широком смысле слова – это ассоциация. Прокомментируем один из наиболее распространенных видов промышленных ассоциаций – концерн.

Концерн – это объединение (часто многоотраслевое) организационно связанных под общим руководством юридически самостоятельных предприятий. Различают концерны:

- фактические, когда входящие в его состав юридически самостоятельные предприятия практически полностью теряют свою хозяйственную самостоятельность;
- договорные, основанные на договорах между предприятиями;
- холдингового типа;
- на базе головного (материнского) предприятия.

На практике предприятия разных форм собственности, входящие в концерн, как правило, контролируются через систему участия в акционерном капитале.

Крупнейшие концерны объединяют десятки, а то и сотни предприятий. Для концерна характерно единое управление из одного центра, роль которого выполняет совет директоров. В его задачи входят:

- стратегия концерна в целом;
- годовой бюджет - программа инвестирования концерна и его подразделений;
- научно-техническая политика, ценообразование, использование производственных мощностей;
- кадровые вопросы управления дочерними фирмами;
- контроль за деятельностью всех звеньев концерна.

Концерн – это жесткая структура. При этом интересы предприятий, входящих в концерн, учитываются в меньшей мере, чем объединения в целом. Ядро концерна составляет материнское акционерное общество,

выполняющее роль холдинговой компании. В зависимости от делегированных головной структуре полномочий холдинговая компания может

- играть роль держателя акций, не вмешивающегося в оперативное руководство;
- взять на себя часть функций по такому руководству;
- сохранять полный контроль за дочерними структурами.

1.3.2. Типы организационных структур управления

В зависимости от преобладания того или иного вида организационных связей известны несколько простейших типов ОСУ:

- линейная;
- функциональная;
- линейно-функциональная.

Наиболее простой тип ОСУ -линейная (рис. 1.5, а). Она основывается только на отношениях руководства – подчинения и отражает самую общую степень разделения управленческого труда – на отдачу приказов, распоряжений, указаний и на их исполнение. Преимущества линейной структуры: четкость и простота взаимоотношений, оперативность, отсутствие параллелизма в работе, надежный контроль. Недостатки: высокие требования к квалификации руководителей, значительный объем информации, передаваемой от одного уровня к другому.

В чистом виде линейные структуры в наше время существуют лишь в небольших по масштабам организациях, выполняющих элементарные производственные функции или услуги с очень несложной технологией. В то же время линейная форма отношений руководитель – подчиненный как способ реализации принципа единоначалия является обязательным элементом практически всех формальных структур.

При дальнейшем развитии ОСУ появились подразделения **функциональные**, специализированные на определенных задачах, например, сбыте, учете, планировании и др. (см. рис. 1.5. б и 1.6.). Их преимущество: большой профессионализм в решении задач управления, недостатки: меньшая оперативность, фильтрование информации, затрудненность координации, размывание главной цели (оптимума).

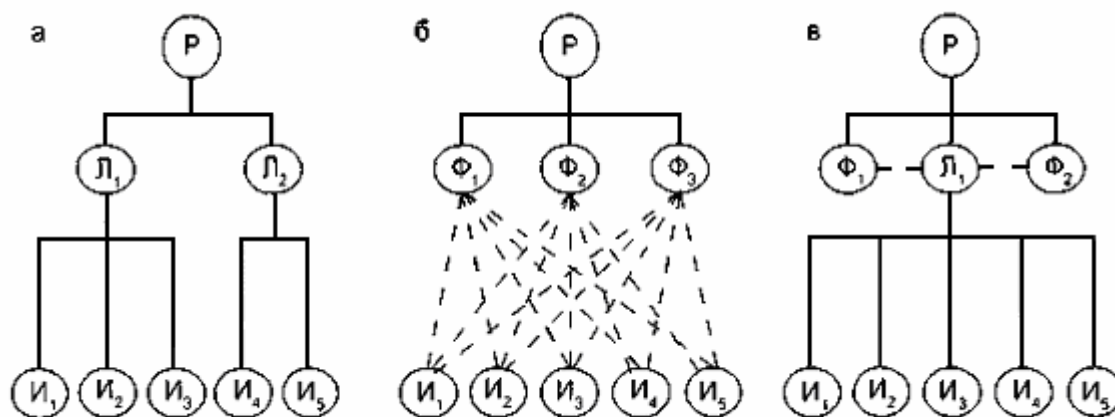


Рис. 1.5. Схема организационных структур управления. а - линейная; б - функциональная; в - линейно-функциональная структура; Р – руководители; Л₁, Л₂ – линейные руководители (линейные органы управления); Ф₁, ..., Ф₃ – функциональные руководители (функциональные органы управления); И₁, ..., И₅ – исполнители. Сплошной линией показаны линейные взаимосвязи, пунктирной – функциональные.



Не эффективна:

- при территориальном разбросе подразделений
- высокой дифференциации деятельности
- значительном числе подразделений и сотрудников

Рис. 1.6. Пример функциональной структуры

Следующим этапом в эволюции ОСУ явилось выделение исполнителей штабных функций при высших менеджерах крупных фирм и соответствующих штатных помощников или подразделений. Например, отдел координации, юридическая служба и т.д., в которых линейные связи дополняются функциональными. Такие структуры называют **линейно-функциональными (линейно-штабными)**. Их наиболее существенная особенность состоит в том, что общее распоряжение ресурсами и формирование целей входят в полномочия линейных руководителей, а управление процессами достижения поставленных целей в рамках выделенных ресурсов и некоторых других огра-

ничений возлагается на руководителей функциональных служб и подразделений (см. рис.1.5, в и рис. 1.7). Недостатки таких структур: могут затягиваться сроки подготовки управленческих решений, возможна несогласованность в работе функциональных подразделений.

Однако линейно-функциональные структуры до сих пор широко применяются, и опыт показал, что они наиболее эффективны там, где аппарат управления выполняет рутинные, часто повторяющиеся и редко меняющиеся задачи и функции. Не случайно этот тип структуры длительное время был характерен практически для всех отечественных энергокомпаний.

В современных крупных объединениях распространены сложные схемы ОСУ, включающие в конечном счете комбинацию простейших. Одна из таких схем – **схема функциональной департаментализации** (деление компании на отдельные блоки с конкретной четкой задачей и обязанностями для каждого). Блок выполняет определенную функцию. Традиционными являются функциональные блоки производства, маркетинга, финансов. Они могут быть разделены на более мелкие подразделения, чтобы максимально использовать преимущества специализации и не перегружать руководство.

К сложным схемам ОСУ относятся **дивизиональные структуры** (division – отделение, филиал, фирма). В такой структуре деление идет не по функциям, а по автономным элементам и блокам:

- по видам товаров и услуг;
- группам покупателей;
- географическим районам.

Суть дивизионализации ОСУ сводится к следующему:

1. В компании выделяется несколько организационно обособленных уровней:

- главная штаб-квартира (корпоративный центр);
- управление группами самостоятельных отделений (этот уровень создается только в крупных компаниях);
- самостоятельные отделения, обособленные структурные подразделения с расширенными правами и ответственностью – бизнес-единицы (в свою очередь, нередко со многими предприятиями), для которых можно идентифицировать потенциал успеха и оценивать усилия по его реализации (рис.1.8.).

2. Отделения наделяются значительной хозяйственной самостоятельностью – становятся **центрами**:

- **прибыли**, оцениваемыми по расчетному показателю прибыли или реальной коммерческой прибыли (часто такие центры связаны со штаб-квартирой компании только финансовыми отношениями, перечисляя ей часть заработанной прибыли, обычно 35-40 %);
- **реализации** – сбытовыми отделениями, оцениваемыми по объему реализации за вычетом издержек на нее;
- **инвестиций**, в которых определяется рентабельность по отношению к инвестированному в данное отделение капиталу;
- **затрат**, в которых контролируются издержки производства (в свою очередь подразделяются на центры основных затрат, непосредственно связанных с выпуском основной продукции, и центры вспомогательных затрат, не связанных с ней напрямую).

Важно подчеркнуть, что та или иная ориентация самостоятельных центров определяется приоритетами менеджмента и пониманием им роли конкретного отделения на данном этапе. В дальнейшем эта роль может измениться, и, например, центр затрат превратится в центр прибыли.

В последние годы перспективным считается выделение стратегических хозяйственных центров, возглавляемых "управляющим видом бизнеса" (вице-президентом, ответственным за подведомственный рынок).

3. Образование отделений – бизнес-единиц – по существу, отражает развитие в крупных компаниях так называемого "интрапренерства" (внутреннего предпринимательства) – стремления менеджеров и специалистов, у которых имеется потребность в достижении успеха и самореализации, не уходить с предприятия, а развивать бизнес в его интересах. Оно сопровождается значительной децентрализацией принятия решений и тенденцией передачи менеджерам "обслуживающего" штата (отделов производственного планирования, маркетинга, закупок, транспорта), в то же время ключевые функции, способствующие увеличению синергии за счет профессиональной координации внутрикорпоративной деятельности (финансы, правовые вопросы, инвестиционное планирование, кадровая политика, общественные связи), сохраняются в корпоративном центре. По такому принципу сформирована работа РАО «ЕЭС России».

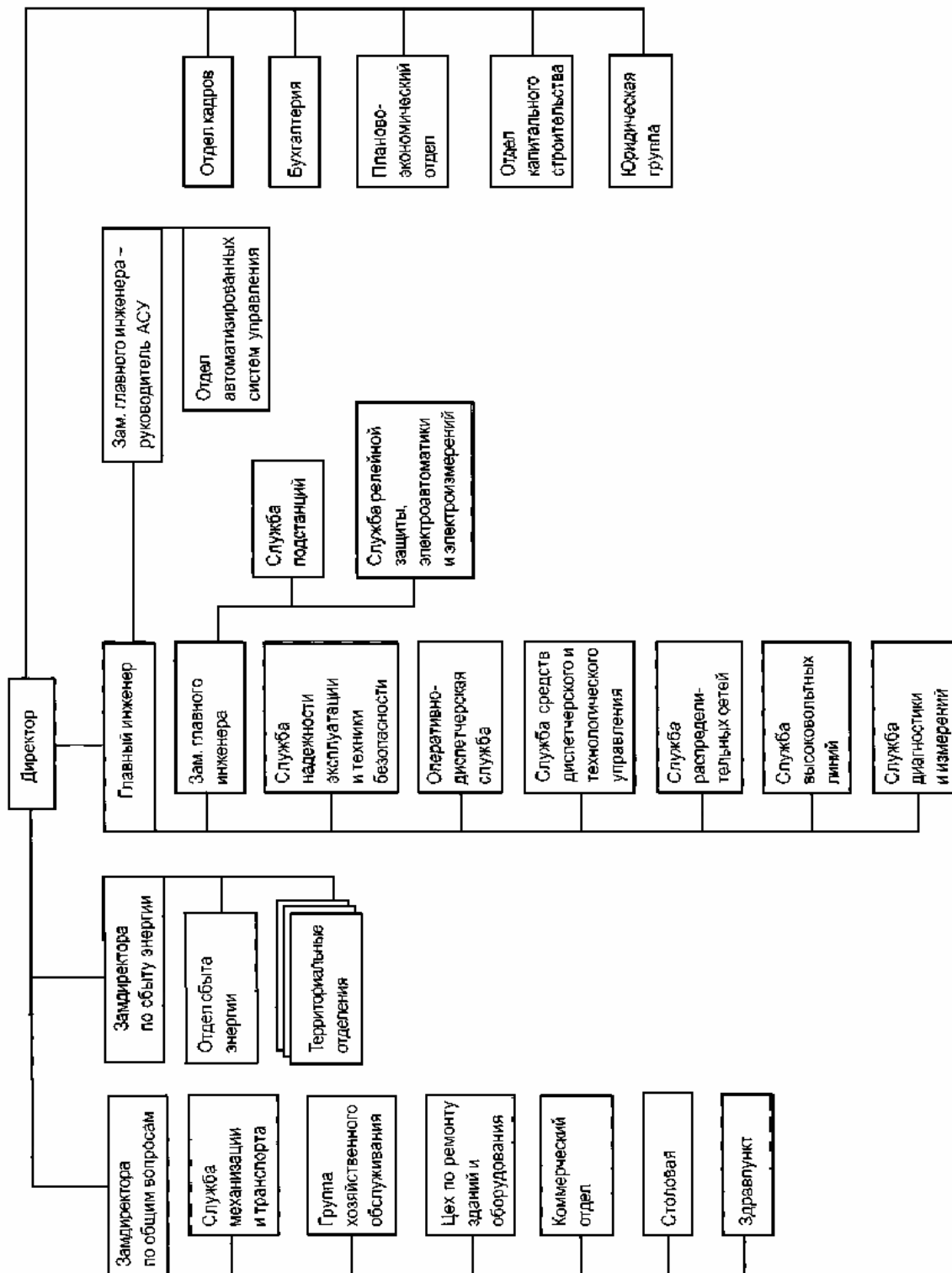


Рис. 1.7. Схема организационной структуры управления предприятия электрических сетей

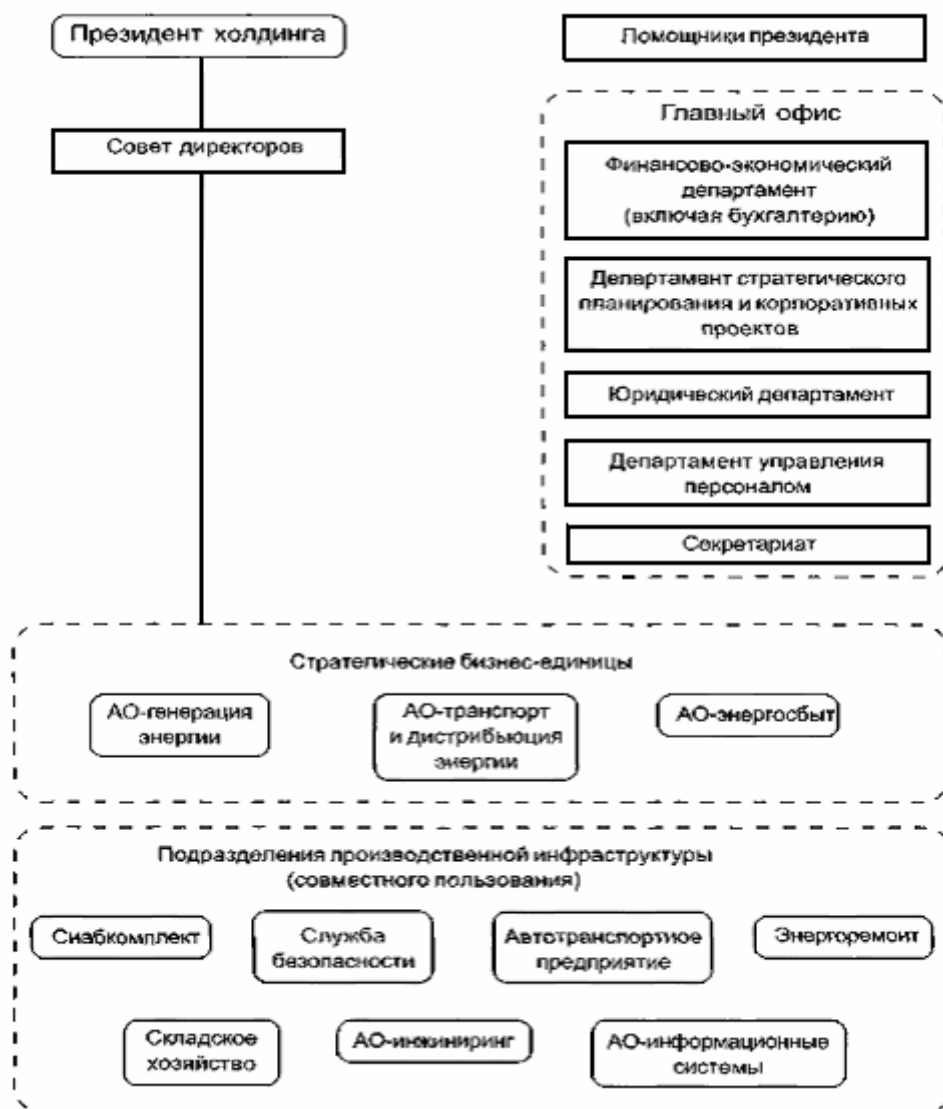


Рис. 1.8. Схема организационной структуры энергетического холдинга, построенного на основе бизнес-единиц (вариант)

Главные преимущества бизнес-единиц состоят в следующем:

- на месте лучше видны ситуация и перспективы конкретного рынка;
- повышается самостоятельность и ответственность менеджеров в принятии решений;
- возрастает мотивационный потенциал реализации собственных резервов.

Главные недостатки:

- усложняется реализация интересов компании в целом;
- возможно дублирование управленческих функций на корпоративном уровне и на уровне бизнес-единиц.

Рассмотренные типы простейших и более сложных структур относятся к **механистическому (детерминированному) классу моделей систем управления**. Они основаны на глубокой регламентации должностных требований, прав, обязанностей, строгой дисциплине, имеют строгую иерархию. Преобладает тенденция к централизованному принятию решений, жесткому контролю за исполнением вертикальным потоком директивной информации и отчетов об исполнении.

В современных условиях все большее внимание менеджеров обращается на **органический (адаптивный) класс моделей систем управления** (рис. 1.9). Данные системы ориентированы на человека, на подбор и воспитание творческих, высококвалифицированных кадров и создание условий для раскрытия их потенциала при решении сложных, новых задач. Они основываются преимущественно на неформальных отношениях и предполагают отсутствие жестко закрепленных функциональных обязанностей у менеджеров разного ранга. Как правило, органические структуры формируются на период реализации проекта или программы, т.е. на временной основе. Преобладают горизонтальные потоки информации, носящей не директивный, а проблемно-ориентированный характер. Степень регламентации деятельности исполнителей слабая, а роль менеджеров особенно велика в создании условий для продуктивной работы. Для таких систем управления характерно применение проектных (программно-целевых) и матричных форм управления.

Сущность **программно-целевого управления** заключается в том, что вся совокупность ресурсов, а также видов деятельности по проекту (программе) независимо от их функциональной или ведомственной принадлежности рассматривается во взаимосвязи как единый, цельный объект управления. Для реализации каждой новой программы формируются специальные подразделения - отделы. Основная обязанность руководителя (управляющего) программы состоит в выполнении необходимых функций для реализации ее цели.

Организационно программно-целевое управление реализуется в рамках **матричной структуры**. Основу такой структуры составляет функциональная структура управления, строящаяся по отдельным сферам деятельности: производство, научные исследования и разработки, инженерно-техническая подготовка производства, финансы и сбыт. Но наряду с функциональными подразделениями в матричной структуре могут временно создаваться специ-

альные проектные группы (команды) для решения конкретных проблем производства и управления, требующих нестандартного подхода (рис. 1.10.) и, как правило, межфункционального анализа. В существующей структуре они не имеют принадлежности к какой-то конкретной функции, выполняемой определенным структурным подразделением. Они как бы лежат "на стыке". На практике именно такого рода проблемы выпадают из поля зрения менеджмента.

Управляющие проектами (программами) для выполнения работ привлекают специалистов из функциональных отделов. В процессе такого взаимодействия возникают вертикальные, горизонтальные и диагональные коммуникации. Таким образом, при матричной структуре управления исполнитель имеет не одного, а двух и более руководителей: он получает общие указания от своего непосредственного начальника, а особые инструкции по ведению работы над проектом - от руководителя проекта. И если функциональный управляющий решает, кто и каким образом выполнит тот или иной объем работы, то управляющий проектом - что и когда должно быть выполнено. Создание при такой структуре междисциплинарных групп, включающих различных специалистов, позволяет наиболее эффективно и глубоко решать сложные проблемы.

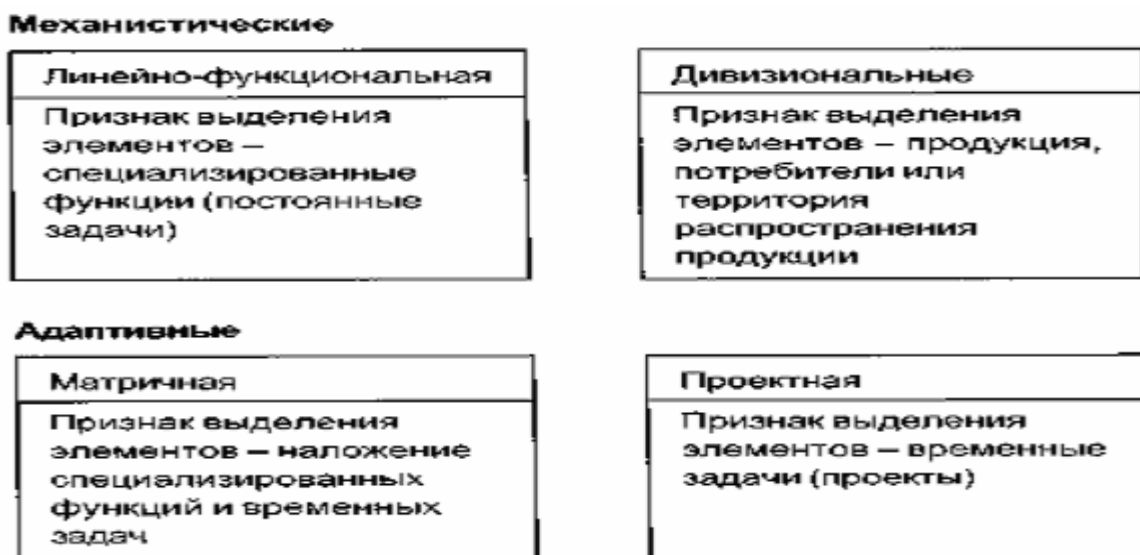


Рис. 1.9. Классы и виды структур

Преимущества матричной структуры в наибольшей степени проявляются в наукоемких производствах и в инновационных процессах типа "реформирование компании" при реализации одновременно ряда новых проектов. Это гибкость менеджмента – создание, модификация проектных групп и роспуск их по мере необходимости; эффективное использование кадров и развитие их профессиональной подготовки; возможность ротации кадров, когда каждый специалист участвует в работе над несколькими проектами; возрастание мотивации сотрудников; концентрация усилий высшего руководства на решении задач стратегии. Недостатки: нарушение принципа единоначалия; путаница из-за двойной подчиненности, обострение борьбы за власть; большие затраты времени на координацию деятельности (совещания); необходимость максимальной совместимости работников.



Рис. 1.10. Пример матричной структуры

1.4. Контрольные вопросы

1. Назовите отрасли народного хозяйства, являющимися естественными монополиями.
2. Суть государственного регулирования в энергетике.
3. Органы государственного регулирования и их полномочия.
4. Цели, направления и этапы реформирования энергетики.
5. Основные классы и виды организационных структур управления, их достоинства и недостатки.
6. Технологическая и хозяйственная интеграция предприятий.

1.5. Контрольный тест

1. Укажите срок действия установленных тарифов на электроэнергию.
а) год; б) месяц; в) квартал; г) пять лет.
2. Как часто могут меняться тарифы на электроэнергию.
а) 4 раза в год; б) 2 раза в год; в) 1 раз в год; г) 1 раз в пять лет.
3. Выберите из предложенного списка направления реформирования электроэнергетики.
а) перевод электроэнергетики в режим устойчивого развития;
б) совершенствование рынков электроэнергии;
в) повышение эффективности производства и потребления электроэнергии;
г) реформирование электроэнергетической отрасли.
4. В чем состоит отличие оптового рынка электроэнергии от розничных рынков электроэнергии.
5. Что Вы знаете о создании федеральной сетевой компании?
6. Какова вероятная продолжительность третьего этапа реформирования электроэнергетики Российской Федерации?
а) 3 года; б) 2-3 года; в) 10 лет; г) 1,5 года; д) 3-4 года; е) 5 лет.
7. Охарактеризуйте вкратце понятие «концерн» («синдикат», «энергетический пул», «холдинг»).
8. Изобразите схему линейной организационной структуры управления. Назовите основные преимущества и недостатки. Приведите примеры.
9. Какие типы организационных структур управления предназначены для неопределенных и динамичных условий функционирования предприятия?
10. Какие структурные подразделения энергокомпании из предложенного списка относятся к генерации энергии
а) тепловые электростанции; б) энергосбыт;
в) предприятие тепловых сетей; г) гидравлические электростанции;
д) автотранспортное предприятие; е) котельные;
ж) энергоремонт; з) предприятие электрических сетей;
и) учебный комбинат.

2. НАГРУЗКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

2.1. Режимы нагрузки и методы их описания

Особенности энергетического производства обуславливают зависимость режима работы ЭЭС и ее энергетических объектов - электростанций, подстанций, линий электропередачи — от режима потребления энергии. Режим потребления энергии имеет тенденцию постоянного изменения во времени и характеризуется посредством графиков нагрузки. Электроэнергетическая системы обеспечивает потребителей тремя видами нагрузок - активной электрической, реактивной электрической и тепловой. Описание этих нагрузок осуществляется графически.

График нагрузки - это упорядоченный во времени ряд показаний, характеризующий получение мощности потребителем от энергосистемы.

Для любой энергетической нагрузки характерны:

1. Статистическая устойчивость, т.е. стабильный характер нагрузки за однотипные периоды времени;
2. Постоянные колебания нагрузки, которые делятся на нерегулярные, регулярные синхронные и регулярные несинхронные.

Синхронные регулярные колебания нагрузки совпадают с производственными и бытовыми ритмами региона. Несинхронные регулярные колебания нагрузки не совпадают с производственными и бытовыми ритмами региона и обусловлены технологическими особенностями потребителя. Нерегулярные колебания вызываются разного рода случайными явлениями природно-климатического, хозяйственного или культурно-бытового характера.

Все колебания нагрузки описываются с помощью первичного графика нагрузки (Рис.2.1.), который получается в течение суток по показаниям приборов учета. В дальнейшем для удобства использования первичный график усредняется (сглаживается). Интервал усреднения от получаса до часа. Усредняются несколько графиков соответствующих дней недели и получают характерные (стандартные) графики нагрузок.

Для описания графика нагрузки используется ряд методов:

1. Метод, основанный на стандартных графиках нагрузки. Применяется для разработки режимов работы энергооборудования на ближайшую неделю и сутки;
2. Метод учета метеорологических факторов. Используется модель, позволяющая разработать режим работы энергооборудования на ближайшие часы и сутки;
3. Метод использования мгновенных или интегрированных за небольшой период времени фактических значений нагрузки. Применяется для разработки режимов работы энергооборудования на ближайшие часы.

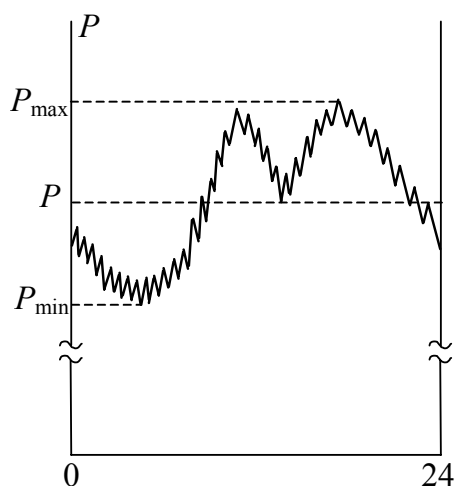


Рис.2.1. Суточные графики нагрузки системы: первичный (сплошная ломаная линия) и усредненный (плавная пунктирная линия)

2.2. Суточные графики электрических нагрузок и их характеристика

Для анализа режимов электропотребления используются следующие виды графиков нагрузки: суточные, недельные, годовые, многолетние. Наиболее широко используются среднесуточные графики, при построении которых нагрузка каждого часа определяется как средняя величина по графикам за разные сутки. Так получают характерные (стандартные) графики для всех дней недели, для разных месяцев года (рис.2.2.).

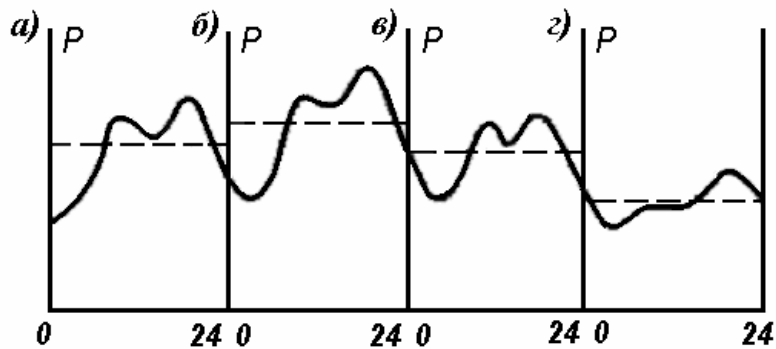


Рис. 2.2. Совокупность суточных графиков нагрузки характерных дней недели: после праздничного (а), нормального рабочего (б), предпраздничного (в) и праздничного (г)

Величина нагрузки непрерывно подвержена изменениям во времени и достигает минимальной ($P_{\text{мин}}$), средней ($P_{\text{ср}}$) и максимальной величин ($P_{\text{макс}}$).

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i}{24} \text{ или } P_{\text{ср}} = \frac{W_{\text{СУТ}}}{24};$$

где P_i - нагрузка i -го часа, $W_{\text{СУТ}}$ - потребление электроэнергии за сутки.

Точки, отражающие размер этих величин, являются наиболее существенными для характеристики графика (Рис.2.3.). Кроме того, в графиках нагрузки различают базовую, полупиковую и пиковые зоны. Такое условное расчленение облегчает определение зон работы электростанций различных типов при покрытии суммарного графика нагрузки ЭЭС. Расположение характерных зон и точек в суточном графике нагрузки приведено на рис. 2.3. Базовая зона располагается между горизонтальными линиями, проведенными через начало координат (ось абсцисс) и точку на графике, показывающую минимальную нагрузку. Полупиковая зона расположена между горизонтальной линией, отражающей среднюю нагрузку, и горизонтальной линией, проведенной через точку минимальной нагрузки. Пиковая зона расположена выше линии, отражающей среднюю нагрузку, и ниже горизонтальной линии, проведенной через точку максимальной нагрузки.

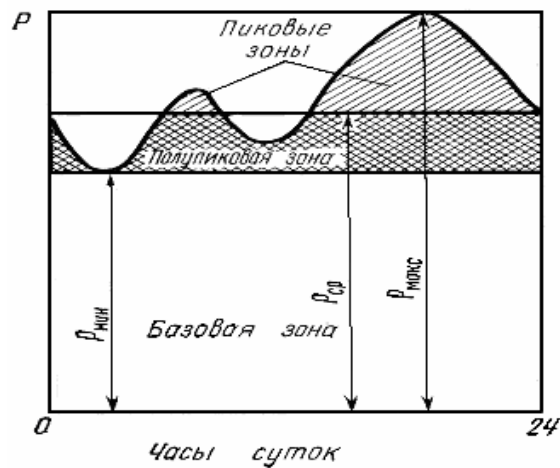


Рис. 2.3 Расположение характерных зон и точек в суточном графике нагрузки

Суточные графики нагрузки характеризуют и относительные показатели: коэффициент неравномерности; коэффициент заполнения (плотности); число часов использования максимума нагрузки.

1) коэффициент неравномерности графика нагрузки (коэффициент ночного провала)

$$\alpha = \frac{P_{\min}}{P_{\max}}$$

2) коэффициент заполнения графика нагрузки (коэффициент нагрузки; плотность суточного графика)

$$\beta = \frac{T_{c \max}}{24} = \frac{W}{P_{\max} \cdot 24} = \frac{P_{cp}}{P_{\max}} ;$$

3) число часов использования суточного максимума нагрузки

$$T_{c \max} = \frac{W}{P_{\max}} ;$$

В крупных энергосистемах с высокой плотностью нагрева $\alpha, \beta \rightarrow 1$, в малых $\alpha, \beta < 1$.

Производные (модификации) суточного графика нагрузки получают на основе первичного. Этот вид графиков находит широкое применение при проектировании, планировании и эксплуатации ЭЭС. Существует много типов производных графиков: построенные в процентах от суточного максимума нагрузки; продолжительности нагрузок; интегральная кривая

суточной выработки энергии; недельных максимальных нагрузок; годовой график нагрузки.

Для характеристики режимов нагрузки энергетических объектов наиболее часто используются первые три типа.

Относительные суточные графики в процентах от максимума нагрузки представляют собой наиболее простой тип производных графиков. В данном случае максимум нагрузки принимается за 100%. Все ординаты графика выражаются в процентах от максимума. Площадь таких графиков измеряется в искусственных единицах — проценто-часах. Таким способом строятся все стандартные графики.

Типичными производными являются графики по продолжительности и интегральные кривые нагрузок за тот или иной период. Они строятся на основе преобразования натуральных графиков. В принципиальном виде построение этих графиков показано на рис. 2.4. Суточный график нагрузки (рис. 2.4, а) отражает изменение нагрузки (P) по часам суток (T) и представляет собой зависимость $P = f_1(T)$. График нагрузки по продолжительности (рис. 2.4, б) показывает длительность времени (T), в течение которого нагрузка (P) будет не ниже определенного значения, и представляет зависимость $P = f_2(T)$. Площадь этих графиков показывает суточную выработку энергии. Интегральная кривая суточного графика нагрузки (в) может быть построена как на основе натурального суточного графика нагрузки, так и на основе графика по продолжительности. Интегральная кривая суточного графика нагрузки выражает зависимость выработки энергии от изменения нагрузки и представляет зависимость $W = f_3(P)$. Для построения этого графика площади пиковых частей графиков а и б делят посредством горизонтальных прямых на ряд элементарных слоев. Площадь каждого слоя представляет выработку энергии (например, W_2). На горизонтальной оси интегральной кривой суточного графика нагрузки откладываются последовательно выработки энергии (W_1 , W_2 и т. п.) в линейном масштабе. Линия OB — прямая, а BB — отклоняется от этой прямой. Это объясняется тем, что при переходе в пиковую часть графика один и тот же прирост нагрузки дает все меньшую площадь — выработку энергии.

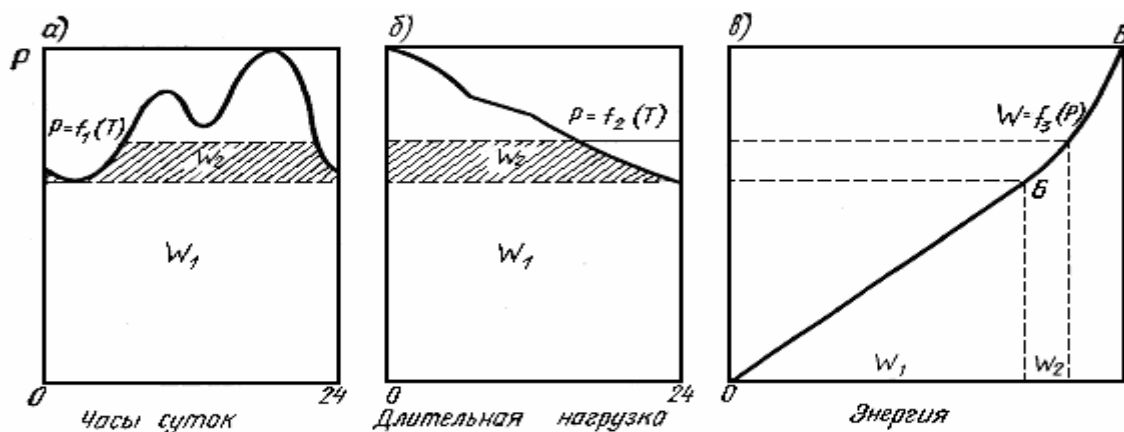


Рис. 2.4. Суточные графики нагрузки:

a — суточный график нагрузки; *б* — график нагрузки по продолжительности; *в* — интегральная кривая суточного графика нагрузки

Интегральная кривая графика нагрузки позволяет определять количество необходимой выработки энергии при любых режимах работы ЭЭС. С помощью интегральной кривой устанавливают оптимальную зону работы электростанций (с заданной суточной выработкой электроэнергии) в графике нагрузки ЭЭС.

2.3. Состав и характеристика активных электрических нагрузок энергосистемы

Суточный график электрической нагрузки электроэнергетической системы (ЭЭС) характеризует последовательность изменения ее нагрузки в течение суток и является результатом совмещения графиков нагрузки отдельных групп потребителей, потерь мощности в электрических сетях и расхода энергии на собственные нужды электростанций системы.

График суммарной электрической нагрузки ЭЭС формируют следующие виды потребительских нагрузок:

1. промышленная (технологическая) нагрузка – потребление электроэнергии технологическими установками промышленных предприятий; эта составляющая имеет наибольший удельный вес в суммарном графике электрической нагрузки ЭЭС;
2. осветительная нагрузка – расход электроэнергии на освещение производственных помещений, улиц и жилых помещений; ее удельный вес составляет 8 - 25 %;

3. транспортная нагрузка – расход электроэнергии на электрифицированный транспорт (городской, пригородный, магистральный); ее удельный вес – до 8 %;
4. отопительная и вентиляционная нагрузка – расход электроэнергии на отопление и вентиляцию помещений с использованием электроприборов; в настоящее время ее удельный вес мал, но есть тенденция к ее увеличению;
5. бытовая и коммунальная нагрузка – потребление электроэнергии бытовыми электроприборами; ее удельный вес - 15 %;
6. специальные потребители-регуляторы, которые могут изменять свою нагрузку или работать с перерывами, когда это необходимо по суточному или годовому балансу мощности или энергии ЭЭС;
7. потери в электрических сетях, связанные с потерями на нагрев проводов; их удельный вес составляет до 10 %, потери на нагрев прямо пропорциональны квадрату суммарной нагрузки, а потери на корону – практически постоянно брутто;
8. расход электроэнергии на собственные нужды электростанций составляет 4 - 11% и прямо пропорционален суммарной нагрузке энергосистемы (брутто).

Конфигурация суточного графика нагрузки определяется преимущественно соотношением технологической, осветительной и коммунально-бытовой нагрузкой потребителей.

На электрическую нагрузку ЭЭС влияют факторы физического, производственного и бытового характера.

К физическим факторам относят: вращение Земли и естественную освещенность; состояние земного покрова; температуру воздуха и почвы; погодные условия.

К факторам производственного характера относятся: состав предприятий по отраслям народного хозяйства и промышленности; продолжительность рабочего дня, рабочей недели; организация смен в промышленности и уровень их загрузки; изменение качественного и количественного состава токоприемников и т. п.

При преобладании промышленной нагрузки суммарный график нагрузки ЭЭС является более ровным и имеет два явно выраженных макси-

му — утренний и вечерний. При значительной бытовой нагрузке вечерний максимум обычно больше утреннего. Продолжительность рабочего дня, рабочей недели, организация смен отражаются на последовательности изменения нагрузки в течение суток и на конфигурации графиков нагрузки различных дней недели.

К факторам бытового характера относят трудовой и бытовой режимы населения, которые также оказывают влияние на последовательность изменения нагрузки в течение суток.

Технологическая нагрузка складывается из нагрузки отдельных электроприемников, в которых энергия используется непосредственно или преобразуется в другой вид энергии в соответствии с технологическими целями. Режим работы отдельных приемников определяется характером технологического процесса (непрерывный, постоянный, допускающий остановки; переменный; циклический) (рис. 2.5.) и производственным режимом работы предприятия в целом (трех-, двух- или односменное) (рис. 2.6.).

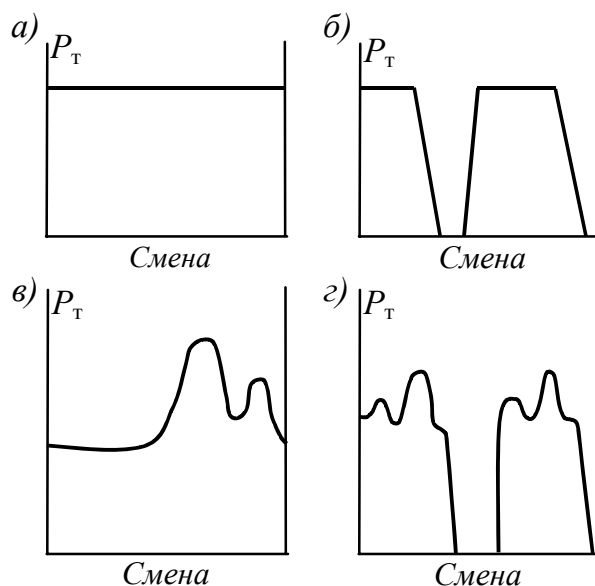


Рис. 2.5. График технологической нагрузки за рабочую смену: непрерывной (а), постоянной, допускающей остановки (б), переменной (в) и циклической (г)

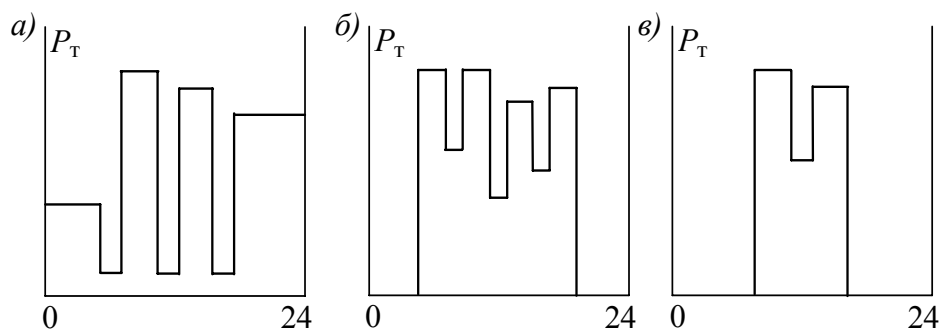


Рис. 2.6. Суточный график нагрузки трехсменного (а), двухсменного (б) и односменного (в) производства

Суточный график технологической нагрузки предприятия представляет собой сумму графиков работы нескольких типов агрегатов, различных по технологическому процессу. Разносменность отдельных цехов, несовпадение часов начала и конца каждой смены, времени обеденных перерывов и сглаживание отдельных колебаний приводят к тому, что суммарный график нагрузки крупного промышленного предприятия, а тем более целого района, будет характеризоваться значительной сглаженностью очертаний (рис. 2.7.) и сравнительным постоянством его формы на протяжении года. Однако в течение года коэффициент загрузки будет изменяться в связи с изменением доли постоянной составляющей технологической нагрузки.



Рис. 2.7. Суммарный график технологической нагрузки промышленного района

Осветительную нагрузку формирует большое число электроприемников малой мощности (светильников), которые используются для освещения промышленных, жилых и общественных помещений, улиц. Конфигурация суммарного графика осветительной нагрузки района или системы определяется соотношением мощности указанных групп светильников и периодом естественной освещенности, зависящим от времени года и

географической широты. В результате суммарный график осветительной нагрузки, характеризующимся плавностью и постепенностью изменения, будет различным для зимы и лета и для разных широт (рис. 2.8.).

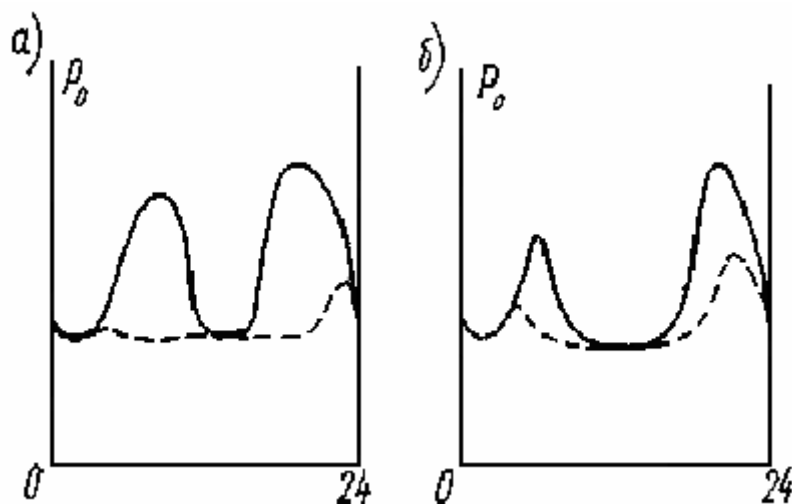


Рис. 2.8. Суточный график осветительной нагрузки системы для северных (а) и южных (б) широт для зимы (сплошная кривая) и лета (штриховая кривая)

Транспортную нагрузку формирует большое число электроприемников, имеющих прерывистый режим работы. Различают следующие виды транспорта:

- городской и пригородный, режим которого определяется производственным режимом промышленности и бытовым укладом населения (рис. 2.9.);
- магистральный электрифицированный железнодорожный транспорт, нагрузка которого строго подчиняется диспетчерскому графику и практически равномерна, за исключением ряда случайных ее колебаний (трогание с места и остановка поезда) (рис. 2.9.).

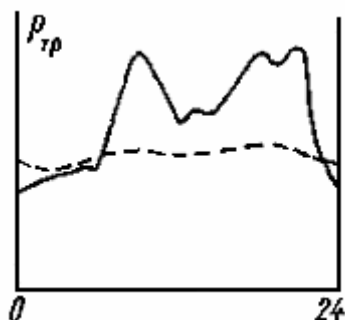


Рис 2.9. Суточный график городского и пригородного транспорта (сплошная кривая) и магистрального электрифицированного (штриховая кривая)

Отопительная и вентиляционная нагрузка. Суточный режим использования электроэнергии для отопления и вентиляции жилых и производственных помещений в общем случае является постоянным. Однако для создания комфортных условий, а также с целью экономии электроэнергии он может характеризоваться ступенчатым графиком, имеющим провал в вечерние и ночные часы.

Бытовая нагрузка обусловлена потреблением электроэнергии электронагревательными и другими бытовыми приборами. Ее режим подчиняется бытовому укладу населения и имеет утренний и вечерний пики (рис.2.10). Электропотребление коммунально-бытовыми учреждениями (бани, прачечные, химчистки и т.д.) в современных условиях по характеру потребления следует отнести к производственной односменной нагрузке.

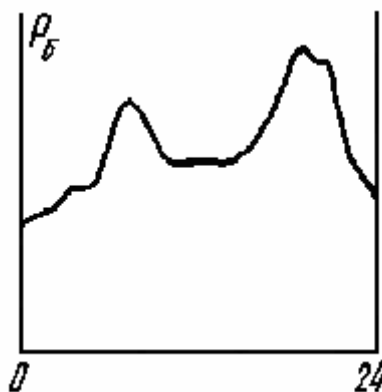


Рис.2.10. Суточный график бытовой нагрузки

К группе специальных видов потребителей энергии относятся *потребители - регуляторы* суточного и годового режима энергосистемы, способствующие уплотнению графиков нагрузки энергосистемы. Потребители-регуляторы суточного режима (ирригационные установки, водоснабжающие системы и гидроаккумулирующие установки) допускают суточную неравномерность режима, но требуют постоянства потребляемой за сутки энергии. Потребители-регуляторы годового режима (преимущественно энергоемкие производства) допускают любые остановки в течение года и не требуют восполнения недополученной энергии за время остановки. Однако целесообразность их использования должна быть экономически обоснована.

Кроме перечисленных групп потребителей имеет место также собственное потребление электроэнергии в системе, которое определяется *рас-*

ходом электроэнергии на собственные нужды и потерями в сетях. Однако эти потери могут быть приняты пропорциональными сумме остальных нагрузок системы и практически не меняют конфигурации графика нагрузки системы.

2.4. Реактивная электрическая нагрузка ЭЭС

Электроприемники ЭЭС потребляют как активную, так и реактивную мощность. В отличие от активной мощности, выполняющей полезную работу, реактивная рассматривается как характеристика скорости обмена энергией между генератором электроэнергии и магнитным полем электроприемника. Поэтому реактивная мощность не выполняет полезной работы, а создает лишь магнитные поля в электродвигателях, трансформаторах и электрических сетях. Соотношение между величиной реактивной мощности ЭЭС, необходимой для поддержания той или иной величины напряжения, и суммарной реактивной нагрузкой потребителей определяют по балансу реактивной мощности:

$$\sum N_p = \sum P_p + \sum N_{p.\text{пот}}^{\text{сет}} + \sum N_{p.\text{пот}}^{\text{T}}$$

где $\sum N_p$ — суммарное поступление реактивной мощности от ее источников; $\sum P_p$ — суммарная реактивная нагрузка потребителей, учитывающая и реактивную нагрузку агрегатов собственных нужд электростанций;

$\sum N_{p.\text{пот}}^{\text{сет}}$ — суммарные потери реактивной мощности в электрических се-

тях; $\sum N_{p.\text{пот}}^{\text{T}}$ — суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах.

Нарушение баланса реактивной мощности в ЭЭС сопряжено с нарушением устойчивости нагрузки потребителей. Это нарушение обуславливает остановку и отключение электродвигателей (реактивная нагрузка асинхронных электродвигателей составляет от реактивной мощности ЭЭС более 50%).

Источниками реактивной мощности в ЭЭС являются генераторы тепловых электростанций; гидрогенераторы, работающие в режиме синхронных компенсаторов; линии электропередачи; синхронные компенсаторы районных подстанций. В ЭЭС для соблюдения нормальных значений частоты и напряжения необходим баланс активной и реактивной мощностей.

Небаланс мощностей приводит к изменению параметров электроэнергии, а следовательно, к ущербу в народном хозяйстве.

Реактивная мощность в ЭЭС, так же как и активная, непрерывно изменяется. Это обусловлено вводом мощностей генерирующего оборудования (новых или после ремонта), выводом оборудования в ремонт, сезонным изменением активной и реактивной мощностей электростанций. Сезонное изменение активной мощности происходит за счет изменения теплофикационных нагрузок, вакуума в конденсаторах турбин, напора воды на гидравлических станциях, а реактивной — за счет изменения условий охлаждения генераторов, изменения напряжения и частоты и т. д. Отличие изменения реактивной мощности от изменения активной состоит в различной конфигурации графиков этих мощностей. При этом график реактивной мощности определяется конфигурацией графика активной. Он формируется на базе соответствующего графика активной мощности посредством умножения его ординат на $\operatorname{tg} \varphi$. Значение $\operatorname{tg} \varphi$ может быть получено из соотношения величин активной и реактивной мощностей. Различия в конфигурациях графиков активной и реактивной мощностей обусловлено различием статических характеристик нагрузки электроприемников по напряжению. Поскольку реактивная нагрузка определяется мощностью работающих асинхронных двигателей, коэффициентом их загрузки и нагрузкой электрических сетей, то максимум реактивной нагрузки обычно наблюдается утром. Это обусловлено включением всех асинхронных двигателей потребителей. Максимальная реактивная нагрузка может наблюдаться и вечером, что связано с увеличением переменных потерь реактивной мощности в электрических сетях.

Соотношение между утренним и вечерним пиками реактивной нагрузки определяется соотношением пиков активной. Например, утренний пик реактивной нагрузки превышает вечерний. Эта закономерность наблюдается в ЭЭС, имеющих пики активных нагрузок в течение суток, близкие по величине. Пик реактивной нагрузки больше вечером, чем утром. Это происходит в случаях, когда максимум активной нагрузки вечером больше, чем утром.

Кроме того, наблюдается характерное отличие графика реактивной нагрузки от графика активной. Оно состоит в том, что: годовой график ре-

активной нагрузки не имеет летнего провала и как раз в этот период достигает своего максимума; коэффициент неравномерности графика реактивной нагрузки характеризуется значительно большей величиной, чем у графика активной нагрузки, и достигает величины порядка 0,8.

2.5. Графики тепловой нагрузки и факторы ее определяющие

Тепловая нагрузка (технологическая, отопительная, вентиляционная и горячего водоснабжения) формируется по районам. Графики тепловой нагрузки получают путем суммирования графиков, построенных для отдельных потребителей тепла. Эти графики разрабатывают в суточном и годовом разрезах с дифференциацией по параметрам пара (технологическая нагрузка) и горячей воды (остальные виды тепловых нагрузок). Графики технологических нагрузок строят в весовых единицах (тонны пара в час). Они обычно имеют ступенчатую форму, которая позволяет учитывать соотношение величин нагрузки по сменам или месяцам года. Нагрузку в горячей воде определяют в энергетических единицах (ГКал/ч). Конфигурацию графика тепловых нагрузок в целом формируют технологическая и отопительная нагрузки. Конфигурацию графика технологической нагрузки определяет режим технологического процесса, количество рабочих смен, сезон года. Летний суточный график технологической нагрузки отличается от зимнего только в том случае, если процесс производства носит сезонный характер. Наиболее равномерные суточные графики технологической нагрузки имеют место у потребителей с большой теплоемкостью производства. В отличие от суточных годовые графики технологической нагрузки могут изменяться за счет: прироста тепловой нагрузки в течение года; изменения потерь в окружающую среду; увеличения расходов тепла при неустановившихся режимах работы оборудования.

Конфигурацию графика отопительной нагрузки определяет температура наружного воздуха и перепад температур внутри и вне отапливаемого помещения. Графики отопительной нагрузки в разрезе суток обычно имеют характер горизонтальной прямой. Изменение отопительного графика может происходить только при перераспределении тепловых нагрузок между отдельными категориями потребителей. Например, при значительных нагрузках вентиляции и горячего водоснабжения производят перераспре-

деление отпуска тепла за счет снижения его расхода на отопление. Такое перераспределение вполне допустимо в связи с тепловой инерционностью отапливаемых объектов. Оно допустимо при снижении интенсивности отопления промышленных предприятий в нерабочие часы.

Графики нагрузки горячего водоснабжения имеют тенденцию к значительному изменению по часам суток. В годовом разрезе они подвержены незначительным изменениям, в основном по сезонам года.

В целом конфигурация суммарных графиков тепловой нагрузки изменяется как в разрезе суток, так и в годовом разрезе. Площадь суточных графиков тепловой нагрузки принято разграничивать на пиковую, полупиковую и базовую части. Для характеристики этих графиков применяют такие же показатели, как и для характеристики графиков электрической нагрузки.

2.6. Методы регулирования графиков нагрузок

Значительная суточная и недельная неравномерность электропотребления оказывает отрицательное воздействие на показатели работы ЭЭС: снижение числа часов использования установленной мощности, что отрицательно сказывается на конечных результатах деятельности; увеличение удельных расходов топлива за счет неравномерного режима работы оборудования; ускорение износа оборудования; ухудшение качества электрической и тепловой энергии, отпускаемой потребителям, и т. п.

Для повышения экономической эффективности энергетического хозяйства производят преднамеренное изменение конфигурации графиков электрических нагрузок ЭЭС. Это изменение (снижение максимума и повышение минимума нагрузки) принято называть регулированием (выравниванием или уплотнением) графиков нагрузки.

Регулирование графиков электрических нагрузок позволяет ликвидировать ряд недостатков, изложенных выше, а также снизить рабочую мощность ЭЭС и, следовательно, капитальные вложения в развитие энергетических мощностей. Различают внутренние (мобилизация внутренних ресурсов энергосистемы) и внешние (поощрение потребителей к изменению нагрузок) методы регулирования. Внешние методы делятся на прямые и косвенные.

Внутренние методы регулирования включают:

1. Объединение энергосистем на параллельную работу, что достигается путем строительства межсистемных линий электропередачи. Например, создание ЕЭС России позволило более свободно маневрировать энергией за счет разницы во времени. ЕЭС России охватывает несколько часовых поясов. При наступлении максимума нагрузки в европейской части страны в нее может перебрасываться избыток энергии из восточных районов.

2. Применение гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС). Эти электростанции выполняют две функции: в качестве потребителей участвуют в регулировании графиков в период ночных нагрузок; в качестве генерирующих источников покрывают пики нагрузки.

К прямым методам регулирования относятся:

1. Перевод часовых стрелок на один час вперед (назад) по сравнению с астрономическим временем на всей территории страны (это мероприятие провели впервые в Англии в 1916 году). Этот метод направлен на уменьшение суммарного вечернего максимума нагрузки за счет сдвига максимумов технологической и осветительной нагрузок.

2. Изменение режима работы отдельных групп промышленных предприятий (перенос начала работы предприятия на более ранние или поздние часы; введение междусменного интервала в период суточного максимума нагрузки ЭЭС; выполнение ремонтов энергоемкого оборудования в часы максимумов нагрузок энергосистемы или в зимний период; перевод с часов максимума на другие часы суток наиболее энергоемкого оборудования, работающего периодически). При этом меняется конфигурация графика технологической нагрузки и снижается совмещенный максимум нагрузки; эффект будет тем выше, чем больше сдвинуты во времени максимумы нагрузок, при этом существенно улучшаются все параметры суточного графика нагрузки.

3. Регулирование графиков нагрузки с помощью потребителей — регуляторов. Сущность этого метода состоит в привлечении таких потребителей, которые могут снижать свою нагрузку или работать с перерывами, когда это необходимо по балансу мощности или энергии ЭЭС. В связи с этим потребители-регуляторы должны обладать рядом особенностей, отличающих их от обычных потребителей. К ним следует отнести: сравни-

тельно незначительные капитальные затраты; максимальную автоматизацию технологических процессов с целью снижения численности персонала до минимума; быстрое изменение режима работы; высокую электроемкость. Использование потребителей-регуляторов позволяет переносить часть резерва ЭЭС из генерирующей части в потребляющую.

4. Введение для промышленных потребителей суточных лимитов на договорные значения мощности и энергии, например, режим 1-2, что означает снижение присоединенной мощности на 10% и снижение уровня энергопотребления на 20%.

5. Отключение отдельных потребителей по согласованному графику.

К косвенным методам регулирования графика нагрузки системы относится создание экономической заинтересованности потребителей в осуществлении мероприятий по снижению нагрузки в часы максимумов энергосистемы посредством установления тарифов на электроэнергию, дифференцированных по зонам суточного графика нагрузки (более низкий тариф в ночные часы и более высокий в пиковые).

Применение любого из методов регулирования необходимо согласовывать с ЭЭС. В противном случае осуществление указанных мероприятий может повлечь за собой не улучшение, а ухудшение существующих графиков нагрузки ЭЭС.

Графики тепловой нагрузки могут регулироваться. Однако в отличие от регулирования графиков электрической нагрузки это регулирование производят в силу других причин. Необходимость регулирования графиков тепловых нагрузок ТЭЦ в ряде случаев обусловлена их несоответствием графикам электрической нагрузки. Это несоответствие возникает в силу того, что указанные графики формируются в зависимости от различных факторов. Наиболее часто встречающиеся случаи несоответствия графиков тепловой и электрической нагрузок: суммарная теплофикационная нагрузка ТЭЦ выше, чем минимум электрической нагрузки; производственная мощность ЭЭС недостаточна для покрытия суточного максимума электрической нагрузки (когда в структуре мощности ЭЭС значительный удельный вес занимает ТЭЦ с ограниченной производительностью котельных). В указанных случаях применяют различные методы регулирования графиков тепловой нагрузки.

В первом случае снижают теплофикационную мощность ТЭЦ и, следовательно, тепловую нагрузку потребителей или же снижают только теплофикационную мощность ТЭЦ без снижения тепловой нагрузки потребителей (метод регулирования приемлем только при наличии возможностей аккумуляирования тепла в теплофикационной системе). Во втором случае снижают теплофикационную нагрузку ТЭЦ и потребителей и увеличивают электрическую нагрузку по конденсационному циклу.

При необходимости снижения тепловой нагрузки потребителей регулирование может быть качественным или количественным. Качественное регулирование предусматривает изменение давления и температуры теплоносителя, а количественное — отключение отдельных потребителей. Второй вид регулирования осуществляют как вручную, так и с помощью дистанционного управления.

2.7. Контрольные вопросы

1. Перечислите виды нагрузок электроэнергетической системы.
2. Суточный график нагрузки энергосистемы и его производные.
3. Состав и характеристика активных электрических нагрузок энергосистемы.
4. Перечислите источники реактивной мощности в энергосистеме.
5. Состав и характеристика тепловых нагрузок энергосистемы.
6. Методы регулирования графиков электрических и тепловых нагрузок.

2.8. Контрольный тест

1. Из предложенного списка выберите виды потребительских нагрузок, которые относятся к активным электрическим.
 - а) производственная (технологическая);
 - б) осветительная;
 - в) потери в линиях электропередач;
 - г) электрофицированный транспорт;
 - д) коммунально-бытовая;
 - е) горячее водоснабжение;
 - ж) вентиляционная;
 - з) отопительная.
2. Изобразите схематично суточный график технологической электрической нагрузки потребителей. Какие факторы влияют на этот вид нагрузки?
3. Что означает сокращение « P_{\max} », дайте определение этому термину.

4. Изобразите на суточном графике электрических нагрузок все его характерные зоны.
5. На основании данных о суточном графике нагрузки постройте график нагрузки по продолжительности.

| | | | | | | | | | | | | | |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Часы | 0 | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 | 12 | 14 | 16 | 18 | 20 | 22 | 24 |
| P, МВт | 510 | 500 | 510 | 530 | 550 | 570 | 540 | 560 | 600 | 620 | 680 | 650 | 610 |

6. Для суточного графика нагрузок, приведенного в 5 вопросе, рассчитайте коэффициент неравномерности суточного максимума нагрузок).
7. С какой целью проводится регулирование графика тепловых нагрузок?
8. Из предложенного списка выберите внутренние методы регулирования графиков электрических нагрузок.
 - а) отключение отдельных потребителей по согласованному графику,
 - б) изменение режимов работы промышленных предприятий,
 - в) введение для потребителей суточных лимитов на договорные значения мощности и энергии,
 - г) применение потребителей-регуляторов нагрузки,
 - д) изменение давления и температуры теплоносителя против нормативной,
 - е) перевод стрелок часов на "летнее-зимнее" время,
 - ж) регулирование режимов нагрузки с использованием ГАЭС,
 - з) формирование единой и объединенных энергосистем.

3. ФОРМИРОВАНИЕ БАЛАНСА ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ КОМПАНИИ

3.1. Характеристика технологических и режимных особенностей энергетики

Энергетические предприятия имеют следующие технологические особенности:

1. автоматичность процесса производства, передачи и потребления энергии,
2. непрерывность технологического процесса (невозможность прерывания процесса на любой стадии),
3. быстротечность процесса, т.е. момент производства энергии и ее потребления совпадают во времени).

Эти технологические особенности приводят к тому, что в энергетике:

1. отсутствуют промежуточные продукты и незавершенное производство,
2. невозможно исправить допущенный брак (перерыв в энергоснабжении или изменения параметров энергии), который в тот же момент времени доходит до потребителя,
3. отсутствует проблема сбыта продукции.

Режимные особенности в энергетике определяются условиями потребления энергии и характеризуются следующим:

1. неравномерностью потребления энергии во времени (суточная, недельная, сезонная),
2. неравномерностью поступления энергетических ресурсов (топлива и воды).

3.2. Надежность электроснабжения и пути ее обеспечения в оперативном управлении

Под надежностью понимается способность технической системы сохранить свои выходные характеристики в течение заданного периода времени или требуемой наработки.

Наработка на отказ – время работы оборудования до первого отказа.

Наработка между отказами – время работы оборудования между двумя соседними отказами.

Задача оперативного управления сводится к тому, чтобы не происходило отказов всей системы в целом.

Надежность сейчас оценивается на основе теории вероятности по таким показателям:

- параметр потока отказов или число отказов в единицу времени;
- вероятность безотказной работы. Для энергетики он равен 0,99 (то есть 1 отказ в 100 лет);
- вероятность повторных отказов.

Для энергетического оборудования выходными являются следующие характеристики:

- 1) мощность, которую выдает агрегат, и энергию. Они определяют безотказность работы оборудования.
- 2) напряжение, частота, форма кривой тока и напряжения. Они определяют качество энергии и их нарушения связано с частичным отказом.

Отклонение напряжения и частоты может быть вызвано недостатком мощности, направленным регулированием, т.е. нарушением балансовых соотношений производства и потребления энергии.

На потребительском уровне надежность в энергетике можно оценивать через перерывы в энергоснабжении, аварийный недоотпуск энергии, режимные ограничения потребления энергии.

Надежность определяется безотказностью, ремонтпригодностью, сохраняемостью и долговечностью. К оперативному управлению относится воздействию только на безотказность системы.

Ремонтпригодность – способность системы после повреждения подвергаться ремонту с восстановлением первоначальных свойств. В энергетике все оборудование ремонтпригодно, кроме некоторых систем защиты, например, изоляторов.

Сохраняемость – способность оборудования при консервации и длительном хранении не утратить свои свойства и рабочие характеристики.

Долговечность – способность оборудования работать в течении длительного времени, проходя некоторое число циклов ремонтно-восстановительных работ, без существенного ухудшения технико-экономических показателей. Например, генерирующее оборудование имеет срок службы 25-30 лет (5—7 циклов); сооружения, ЛЭП, плотины – 50 лет и более. Достижение долговечности осуществляется за счет контроля

за состоянием оборудования, диагностики его технического состояния и своевременного проведения ремонтных работ.

Обеспечить надежность в энергетике при оперативном управлении можно двумя путями:

1. Иметь оборудование с нулевой вероятностью отказов, что практически невозможно. В современных условиях энергопредприятия могут выбирать поставщиков, выпускающих более надежное оборудование.
2. Иметь резерв мощности и энергии в энергосистемах. Этот способ обеспечения надежности самый действенный.

3.3. Баланс мощности и резервы мощности в энергетике

Главным условием обеспечения надежного электроснабжения потребителей является соблюдение в каждый момент времени баланса мощности системы, т.е. выполнение условия равенства потребительской нагрузки (спроса) и мощности, с которой в данный момент времени работают все электростанции (предложения). Для соблюдения баланса мощности в энергетическом объединении необходимо иметь в каждый момент времени определенные запасы энергетических ресурсов (резерв энергии) и дополнительные (не находящиеся в ремонте) энергетические мощности. Без резерва энергии, т.е. запаса топлива на складе или наличия воды в водохранилище, использовать резерв мощности невозможно.

Резерв мощности представляет собой разность между установленной мощностью энергетического объединения $N_{уст}$ и максимальной нагрузкой потребителей P_{max} в данный момент времени. Установленная мощность энергетического объединения - это сумма номинальных мощностей всех турбоагрегатов энергосистемы. Номинальная мощность турбоагрегата – мощность, которая может быть получена при номинальных параметрах эксплуатации агрегата. В течение года установленная мощность энергосистемы может меняться за счет ввода нового энергетического оборудования или демонтажа старого.

Располагаемая мощность агрегата – наибольшая длительная мощность, которая может быть получена при фактических условиях его эксплуатации. В связи с тем, что фактические условия эксплуатации энерге-

тического оборудования могут отличаться от расчетных, располагаемая мощность $N_{\text{расп}}$ энергетического объединения будет меньше установленной. Фактический резерв мощности в энергетическом объединении будет равен

$$R_{\text{факт}} = N_{\text{расп}} - P_{\text{max}} \cdot \quad (3.1)$$

Основными видами резервов мощности являются:

$R_{\text{ав}}$ – аварийный резерв, предназначенный для восполнения дефицитов мощности в энергосистеме, связанных с аварийными отказами энергетического оборудования;

$R_{\text{нагр}}$ – нагрузочный резерв, предназначенный для компенсации нерегулярных или непредвиденных колебаний нагрузки потребителей в течение суток;

$R_{\text{рем}}$ – о ремонтный резерв, предназначенный для проведения плановых текущих и капитальных ремонтов энергетического оборудования;

$R_{\text{нх}}$ – народнохозяйственный резерв, который компенсирует возможное повышение нагрузки потребителей сверх запланированной в связи с ростом спроса на электроэнергию.

Минимальный уровень резерва мощности в энергетическом объединении, обеспечивающий надежное энергоснабжение потребителей и равный сумме аварийного и нагрузочного резервов, называется оперативным резервом $R_{\text{опер}}$ и находится в оперативном распоряжении диспетчера энергосистемы

$$R_{\text{опер}} = R_{\text{ав}} + R_{\text{нагр}} \cdot \quad (3.2)$$

Для приближенной оценки народнохозяйственного и аварийного резервов мощности используются следующие формулы:

$$R_{\text{нагр}} = (0,01 \div 0,03) \cdot P_{\text{max}} \cdot \quad (3.3)$$

$$R_{\text{нх}} = 0,01 \cdot P_{\text{max}} \cdot \quad (3.4)$$

Определение аварийного резерва осуществляется по методике, разработанной в Северо-Западном отделении института «Энергосеть-проект» с использованием характеристик удельного аварийного резерва. Для этого рассчитывается удельная единичная мощность каждого агрегата $N_{\text{уд.ед. } i}$:

$$N_{\text{уд.ед.}i} = N_{\text{ед.}i} \cdot \frac{100}{P_{\text{max}}} \% , \quad (3.5)$$

где $N_{\text{ед.}i}$ - единичная номинальная мощность i -го агрегата.

Далее определяется удельный аварийный резерв $r_{\text{уд}}$ для каждого агрегата в зависимости от его удельной единичной мощности и вероятности нахождения агрегата в аварийном простое $q_{\text{ав.}i}$:

а) если $N_{\text{уд.ед.}i}$ находится в диапазоне от 1 до 5 %, то величина $r_{\text{уд.}i}$ в процентах может быть приближенно определена по выражению

$$r_{\text{уд.}i} = 1 + 180 \cdot q_{\text{ав.}i} + (1 + 18 \cdot q_{\text{ав.}i}) \cdot N_{\text{уд.ед.}i} \quad (3.6)$$

б) если $N_{\text{уд.ед.}i}$ меньше 1% или больше 5 %, то величина $r_{\text{уд.}i}$ определяется графически $r_{\text{уд.}i} = f(N_{\text{уд.ед.}i}, q_{\text{ав.}i})$.

Величина полного аварийного резерва $R_{\text{ав}}$ в энергосистеме рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{ав}} = \sum_i N_{\text{ед.}i} \cdot n_i \cdot \frac{r_{\text{уд.}i}}{100} , \quad (3.7)$$

где n_i - количество агрегатов i -го типа в энергосистеме.

Резерв для выполнения текущих ремонтов $R_{\text{тек.рем.}}$ предусматривается только для электростанций, имеющих блочную структуру

$$R_{\text{тек.рем.}} = \sum_i N_{\text{ед.}i} \cdot n_i \cdot q_{\text{т.р.}i} , \quad (3.8)$$

где $q_{\text{т.р.}i}$ - вероятность нахождения i -го агрегата в текущем ремонте.

Плановый капитальный ремонт основного энергетического оборудования проводят в период летнего снижения нагрузки энергосистемы. Для этого вычисляют площадь естественного провала годового графика нагрузки (S) в месяцах. Для каждого из кварталов (j) эта величина равна

если $N_{\text{расп.}j} \geq (P_{\text{max.}j} + R_{\text{опер.}j})$,

$$\text{то } S = \sum_j (N_{\text{расп.}j} - P_{\text{max.}j} - R_{\text{оп.}j}) \cdot 3 , \quad (3.9)$$

если $N_{\text{расп.}j} < (P_{\text{max.}j} + R_{\text{опер.}j})$, то $S = 0$. (3.10)

Резерв для проведения капитального ремонта $R_{\text{кап.рем.}}$ определяется путем сопоставления суммарной мощности выводимых в капитальный ремонт агрегатов энергосистемы в текущем году и провала годового графика нагрузки S по формуле:

$$R_{\text{кап.рем.}} = \frac{\sum_i N_{\text{ед } i} \cdot n_{\text{кр } i} \cdot t_{\text{кр}} - 0,9 \cdot S}{12}, \quad (3.11)$$

где $N_{\text{ед } i}$ – единичная мощность i -го агрегата, $n_{\text{кр } i}$ – количество агрегатов i -го типа на электростанции, одновременно находящихся в капитальном ремонте, $t_{\text{кр } i}$ – норма простоя в капитальном ремонте в месяцах; 0,9 – коэффициент, учитывающий, что не вся величина S используется для капитального ремонта.

Величина $n_{\text{кр } i}$ считается исходя из количества агрегатов данного типа на электростанции и периодичности проведения капитальных ремонтов.

Рассчитанная величина $R_{\text{кап.рем.}}$ может быть как положительной, так и отрицательной. Отрицательная величина означает, что дополнительный резерв для проведения капитального ремонта в энергосистеме не нужен. Все запланированные работы пройдут при естественном снижении графика нагрузки потребителей. Положительная величина $R_{\text{кап.рем.}}$ сигнализирует о невозможности в данной энергосистеме провести капитальный ремонт за счет внутренних ресурсов. Эту ситуацию можно разрешить тремя способами: путем отключения потребителей по согласованному графику; переноса части ремонтов на следующий год или покупки энергии в требуемом размере на оптовом рынке энергии и мощности.

3.4. Характеристика электростанций с позиций обеспечения баланса мощности и энергии, надежности и качества электроснабжения

Все предприятия в зависимости от вида деятельности (генерирующие или передающие энергию) с точки зрения обеспечения баланса мощности и энергии имеют ряд особенностей.

3.4.1. Тепловые электростанции (ТЭС)

Работа ТЭС практически не зависит от сезонности поступления энергоресурса, его дефицит может возникнуть при неправильном планировании. Наиболее характерно нарушение баланса мощности 1 вида из-за нехватки располагаемой мощности. Причины этого нарушения следующие.

1. Неправильная организация ремонтных работ.
2. Состояние оборудования, требующее введения ограничений на мощность.
3. Некачественное топливо (для угля и торфа – изменение влажности и зольности; для мазута – изменение серности).
4. Влияние внешних факторов, которые делятся на технические и природные. К техническим относятся: неразвитость систем топливоприготовления, разрывы мощностей. К природным относятся: изменения температуры наружного воздуха по сравнению со среднеголетней, что снижает эффективность работы системы циркуляционного водоснабжения.

3.4.2. Гидравлические электростанции (ГЭС)

Для ГЭС характерно нарушение баланса мощности 2 вида из-за проблем с обеспечением энергоресурсами (водой). Нехватка располагаемого ресурса ($W_{расп}$) по сравнению с суммарной потребностью в нем может наблюдаться в определенные периоды года (период зимней или летней межени, когда сток в реке ограничен). Изобразим данную ситуацию на рис. 3.1.

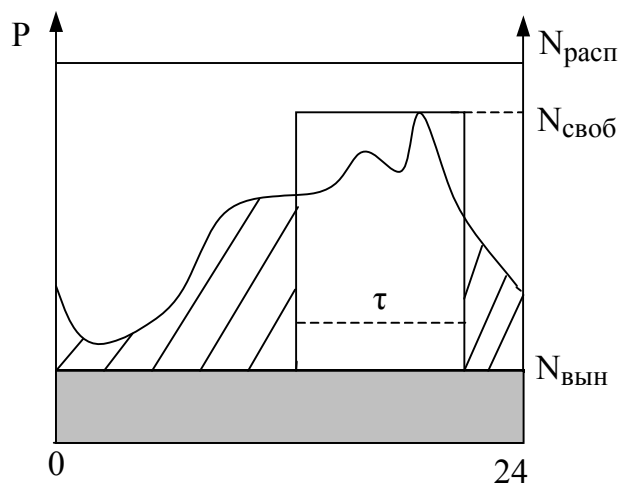


Рис. 3.1. Нарушение баланса мощности для ГЭС

$$W_{\text{расп}} = W_{\text{вын}} + W_{\text{своб}}, \quad (3.12)$$

где $W_{\text{вын}}$ – выработка электроэнергии из-за вынужденного режима пропуска воды в реку (по требованиям неэнергетических водопользователей – судоходства, коммунально-бытового потребления, рыбоводства, орошения), $W_{\text{своб}}$ – выработка электроэнергии по свободному графику (на том количестве воды, которое осталось в водохранилище после вынужденного режима). В этом случае $N_{\text{расп}} \cdot 24 > W_{\text{расп}}$. Выработка электроэнергии из-за вынужденного режима потребления воды определяется по следующей формуле:

$$N_{\text{вын}} = 9,81 \cdot Q_{\text{быт}} \cdot H \cdot \eta, \quad (3.13)$$

где $Q_{\text{быт}}$ – расход воды неэнергетическими водопользователями, H – напор воды на ГЭС, η – КПД ГЭС. $N_{\text{вын}}$ называют еще и длительной мощностью. Тогда

$$W_{\text{вын}} = N_{\text{вын}} \cdot 24 \quad (3.14)$$

Теперь нужно определить свободную мощность, с которой ГЭС может работать в часы вечернего максимума нагрузки.

$$N_{\text{своб}} = \frac{W_{\text{расп}} - W_{\text{вын}}}{\tau}, \quad (3.15)$$

где τ – короткий период вечернего максимума нагрузки, который для каждой ГЭС свой и определяется он подбором. Оставшаяся часть графика нагрузки, показанная штриховкой, покрывается другими электростанциями системы.

3.4.3. Атомные электростанции (АЭС)

Ограничения по балансу мощности определяются теми же факторами, что и для ТЭС. Для АЭС существуют в отличие от ТЭС ограничения по пределам изменения нагрузок: скорость набора мощности меньше скорости набора нагрузки. АЭС в силу физических принципов работы очень инерционны, поэтому для обеспечения надежного энергоснабжения АЭС следует давать ровный график нагрузки (т.е. в пиковой части графика нагрузки они работать не могут).

3.4.4. Линии электропередач (ЛЭП)

ЛЭП характеризуются постоянной пропускной способностью, которая обеспечивает надежное энергоснабжение в регионе, поэтому при оперативном управлении на баланс мощности влияния не оказывают.

Таким образом,

для долгосрочного регулирования баланса мощности применяются ТЭС.

для краткосрочного регулирования баланса мощности применяются ГЭС.

АЭС для регулирования баланса мощности не применяются.

Рассмотрим природу нарушения надежности на каждом из этих предприятий. Для генерирующих предприятий факторы, влияющие на качество и надежность энергоснабжения, следующие:

1. Внутреннее состояние оборудования (износ, дефект).
2. Квалификация оперативного персонала.
3. Ошибки в стратегическом и оперативном управлении (нехватка энергетических ресурсов, неправильный режим работы энергооборудования).

Среди электростанций ГЭС предназначены для регулирования надежности и качества, ТЭС – менее предназначены для регулирования, АЭС – совсем не предназначены для регулирования надежности и качества энергоснабжения.

Для передающих энергию предприятий факторы, влияющие на качество и надежность энергоснабжения, следующие:

1. Природные явления (гололед, ветер, просадка грунта).
2. Ошибки оперативного персонала.
3. Техническое состояние оборудования.

Уровень надежности ЛЭП зависит от количества последовательно включенных звеньев в энергетической цепочке и систем резервирования (дублирование – создание резервных элементов, или собственно резервирование – создание дополнительных систем).

3.5. Показатели эффективности оперативного управления в энергетике

Все показатели эффективности оперативного управления в энергетике можно сгруппировать по пяти признакам:

- | | |
|---------------------------|------------------------------|
| 1 - показатели качества | 4 - временные показатели |
| 2 - показатели надежности | 5 - экономические показатели |
| 3 - показатели мощности | |

3.5.1. Показатели качества

- частота переменного тока $f_{\text{факт}} = f_{\text{ном}} \pm 0,02 \cdot f_{\text{ном}}$ (50 Гц $\pm 0,1$ Гц).

Уровень колебаний частоты определяется как отношение среднего значения за период времени к номинальному или как отношение максимального отклонения к номинальному значению. На уровень частоты влияет баланс активной мощности в энергосистеме.

- напряжение переменного тока $U_{\text{факт}} = U_{\text{ном}} \pm (0,05 \div 0,1) U_{\text{ном}}$;

Уровень колебаний напряжения определяется как отношение среднего значения за период времени к номинальному или как отношение максимального отклонения к номинальному значению. На уровень напряжения влияет баланс реактивной мощности в энергосистеме.

- коэффициенты формы кривой напряжения и тока (ГОСТ 13109-97);

- параметры теплоносителя – номинальная температура и номинальное давление (для оценки качества тепла).

3.5.2. Показатели надежности

- число отказов (в абсолютном выражении – количество отказов в системе или в относительном – отказ на единицу оборудования, на единицу длины линии, на единицу мощности в год);

- параметр потока отказов: усредненный показатель удельного числа отказов за какой-то период времени;

- вероятность безотказной работы до первого отказа (для нового оборудования) или между двумя отказами (для остального оборудования);

- число отключений потребителей;

- число ограничений потребителей;

- продолжительность аварийных простоев;

3.5.3. Показатели мощности

Эти показатели характеризуют степень использования мощности и уровень загрузки оборудования. В эту группу отнесены следующие показатели:

- коэффициент экстенсивного использования оборудования.

$$K_э = \frac{T_{\text{факт}}}{T_{\text{кал}}}, \quad (3.16)$$

$$T_{\text{факт}} = T_{\text{кал}} - T_{\text{рем}} - T_{\text{рез}}, \quad (3.17)$$

где $T_{\text{факт}}$ – фактическое время работы оборудования за рассматриваемый период времени, $T_{\text{кал}}$ – календарная продолжительность рассматриваемого периода (с позиций оперативного управления эта величина постоянна), $T_{\text{рем}}$ – продолжительность ремонта оборудования за рассматриваемый период времени (с позиций оперативного управления эта величина постоянна), $T_{\text{рез}}$ – продолжительность нахождения оборудования в резерве за рассматриваемый период времени (с позиций оперативного управления эта величина переменна).

- коэффициент интенсивного использования оборудования.

$$K_{\text{и}} = \frac{N_{\text{ср}}}{N_{\text{ном}}} \quad (3.18)$$

$$N_{\text{ср}} = \frac{\sum_i N_i \cdot T_i}{\sum_i T_i}$$

где $N_{\text{ср}}$ – средняя мощность оборудования за рассматриваемый период времени (с позиций оперативного управления эта величина постоянна), $N_{\text{ном}}$ – номинальная мощность оборудования (с позиций оперативного управления эта величина постоянна).

В энергетике возможностей для повышения $K_э$ и $K_{\text{и}}$ нет, поэтому эти показатели используются преимущественно в промышленности.

- интегральный коэффициент (коэффициент полного использования оборудования или коэффициент использования номинальной мощности)

$$K_s = \frac{W_{\text{факт}}}{T_{\text{кал}} \cdot N_{\text{ном}}}, \quad (3.19)$$

где $W_{\text{факт}}$ – фактическая выработка электроэнергии за рассматриваемый период времени.

В энергетике этот показатель применяется чаще первых двух. Если этот показатель вычисляют для электростанции в целом, то вместо номинальной мощности берется установленная мощность. Для всех показателей этой группы максимальное значение равно 1.

3.5.4. Временные показатели

- число часов использования установленной (номинальной) мощности (около 5600 – 6500 часов в год).

$$T_y = \frac{W_{\text{факт}}}{N_{\text{уст(ном)}}} \quad (3.20)$$

- число часов использования максимальной нагрузки.

$$T_m = \frac{W_{\text{факт}}}{P_{\text{max}}}, P_{\text{max}} < N_{\text{уст}} \quad (3.21)$$

С позиций оперативного управления показатели третьей и четвертой групп можно улучшить путем:

- увеличению степени загрузки оборудования,
- предотвращению аварийных простоев оборудования,
- своевременному выводу в ремонт энергетического оборудования.

3.5.5. Экономические показатели

Показатели этой группы вычисляются в целом для энергетического предприятия: коэффициент фондоотдачи, коэффициент фондоемкости, рентабельность продукции.

1. Коэффициент фондоотдачи.

$$K_{\text{фо}} = \frac{\Pi}{\Phi_0}, \quad (3.22)$$

где Φ_0 – стоимость основного капитала (основных производственный фондов), Π – количество произведенной продукции за рассматриваемый пери-

од времени. Продукция может быть товарной (ТП) или реализованной (РП). В энергетике они рассчитываются следующим образом.

$$ТП = W_{\text{пол.отп}} \cdot T_{\text{э}} + Q_{\text{пол.отп}} \cdot T_{\text{т}} + S_{\text{кр}} + S_{\text{проч}} + S_{\text{зав}}, \quad (3.23)$$

$$W_{\text{пол.отп}} = \sum_i W_{i \text{ опт}} + W_{\text{пок}} - W_{\text{пот}}, \quad (3.24)$$

$$Q_{\text{пол.отп}} = \sum_i Q_{i \text{ опт}} - Q_{\text{пот}}, \quad (3.25)$$

где $W_{i \text{ опт}}$ – отпуск электроэнергии с шин i электростанции, входящей в энергообъединение; $Q_{i \text{ опт}}$ – отпуск теплоэнергии с коллекторов i ТЭЦ, входящей в энергообъединение; $S_{\text{кр}}$ – стоимость капитальных ремонтов, выполняемых хозспособом; $S_{\text{проч}}$ – стоимость услуг промышленного характера; $S_{\text{зав}}$ – стоимость продукции ремонтных заводов, входящих в энергообъединение; $T_{\text{э}}$, $T_{\text{т}}$ – средние тарифы для данного энергообъединения соответственно на электрическую и тепловую энергию; $W_{\text{пол.отп}}$, $Q_{\text{пол.отп}}$ – полезный отпуск соответственно электрической и тепловой энергии; $W_{\text{пок}}$ – покупная от других поставщиков (блок-станции, оптовый рынок) электроэнергия; $W_{\text{пот}}$, $Q_{\text{пот}}$ – потери соответственно электрической и тепловой энергии при передаче ее в сетях.

$$РП = ТП + \Delta S_{\text{э}} + \Delta S_{\text{т}}, \quad (3.26)$$

где $\Delta S_{\text{э}}$, $\Delta S_{\text{т}}$ – изменение остатков абонентской задолженности на начало и конец рассматриваемого периода соответственно по электрической и тепловой энергии.

Оперативное управление влияет на уровень потерь и на выбор режима работы энергетического оборудования, т.е. на соотношение двух величин – отпуск электроэнергии с шин собственных станций и покупная электроэнергия. Таким образом процесс оперативного воздействия оказывает косвенное воздействие на показатели этой группы.

2. Коэффициент фондоемкости.

$$K_{\text{фе}} = \frac{1}{K_{\text{фо}}} \quad (3.27)$$

3. Рентабельность продукции (по отношению к себестоимости продукции)

$$R_c = \frac{\text{ПЭ}}{C}; \quad (3.28)$$

$$\text{ПЭ} = (\text{П} - C) \pm \Delta D_{\text{проч}}, \quad (3.29)$$

где ПЭ – прибыль, полученная энергообъединением за рассматриваемый период времени; С – себестоимость произведенной в энергообъединении продукции; $\Delta D_{\text{проч}}$ – доход от других видов деятельности.

Оперативное управление влияет на уровень себестоимости продукции (электрической и тепловой энергии) за счет топливной составляющей (60%) при правильном выборе режима производства энергии, т.е. влияние носит косвенный характер. Повысить уровень рентабельности можно за счет снижения потребности в оборотном капитале (уменьшение резервных запасов топлива).

3.6. Контрольные вопросы

1. Характеристика технологических и режимных особенностей энергетики.
2. Надежность энергоснабжения и пути ее обеспечения в оперативном управлении.
3. Баланс мощности и резервы мощности в энергетике.
4. Причины возникновения небаланса мощности и энергии.
5. Особенности энергетических предприятий по обеспечению баланса мощности и энергии, надежности и качества электроснабжения.
6. Показатели эффективности оперативного управления энергооборудованием.

3.7. Контрольный тест

1. Из предложенного списка выберите характеристики надежности. Какие из них относятся к оперативному управлению?
 - а) непрерывность; б) безотказность; в) долговечность;
 - г) ремонтпригодность; д) транспортабельность; е) сохраняемость.
2. Что означает сокращение «R_{факт}», дайте определение этому термину.
3. Из предложенного списка выберите виды резервов мощности. Какие из них являются минимальным уровнем обеспечения надежного энергоснабжения?
 - а) установленная мощность; д) аварийный резерв мощности;
 - б) ремонтный резерв мощности; е) запас воды в водохранилище;

- в) нагрузочный резерв мощности; ж) народнохозяйственный резерв мощности;
- г) запас топлива на складе; з) полезный отпуск энергии.
4. Дайте определение термину «Баланс мощности и энергии».
5. Из предложенного списка выберите источники собственной выработки энергии в энергосистеме.
- а) блок-станции; в) гидравлические электростанции;
- б) тепловые электростанции; г) оптовый рынок электрической энергии и мощности.
6. На основании исходных данных рассчитайте следующие виды резервов: фактический и нагрузочный

| Наименование показателя | 1 квартал | 2 квартал | 3 квартал | 4 квартал |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Установленная мощность, МВт | 3200 | 3220 | 3220 | 3250 |
| Располагаемая мощность, МВт | 3190 | 3200 | 3210 | 3240 |
| Максимальная нагрузка потребителей, МВт | 3160 | 3130 | 3140 | 3180 |
| Аварийный резерв, МВт | 200 | 250 | 250 | 300 |

7. Что означает положительная величина резерва мощности для проведения капитального ремонта в энергосистеме. Напишите расчетную формулу.
8. Какие электростанции применяются для краткосрочного регулирования баланса мощности.
- а) АЭС, б) ГЭС, в) ТЭС, г) ГАЭС.
9. Из предложенного списка выберите показатели качества оперативного управления в энергетике.
- а) частота переменного тока; и) интегральный коэффициент;
- б) число отказов; к) продолжительность аварийных отказов;
- в) число отключений потребителей; л) уровень колебаний напряжения переменного тока;
- г) параметры теплоносителя; м) коэффициент экстенсивного использования;
- д) уровень колебаний частоты; н) число часов использования установленной мощности;
- е) величина недоотпуска энергии; о) вероятность безотказной работы;
- ж) напряжение переменного тока; п) коэффициент интенсивного использования;
- з) число ограничений потребителей; р) число часов использования максимальной нагрузки.

4. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

4.1. Классификация и общая характеристика эксплуатационных свойств

Под эксплуатационными свойствами энергетического оборудования понимают совокупность следующих показателей – мощность, надежность, маневренность и экологические характеристики.

Современная энергетика состоит из оборудования разного типа и назначения, которые отличаются друг от друга своими эксплуатационными свойствами, позволяющими функционировать энергетике в непрерывном и переменном режиме работы.

Среди эксплуатационных свойств рассмотрим более подробно мощность и маневренность. Показатели надежности были рассмотрены ранее, а экологические характеристики энергетического оборудования изучались в курсе «Экология и природопользование в энергетике».

4.2. Категории мощности и факторы ее определяющие

В общем случае, *мощность* – это показатель, характеризующий способность технической системы выполнять определенную работу. В энергетике применяются разные категории мощности для агрегата, электростанции, электроэнергетической системы.

Категории мощности агрегата – максимальная, номинальная, эксплуатационная, экономическая, рабочая, мощность технического минимума.

Номинальная мощность агрегата – та наибольшая длительная мощность, которая может быть получена при проектных условиях работы оборудования.

Эксплуатационная (располагаемая) мощность агрегата – та наибольшая длительная мощность, которая может быть получена при фактических условиях работы оборудования. В связи с тем, что фактические условия эксплуатации энергетического оборудования могут отличаться от расчетных (дефекты конструкции, сжигание другого вида топлива, неудовлетво-

рительное техническое состояние), эксплуатационная мощность ниже или равна номинальной.

Экономическая мощность агрегата – та наибольшая длительная мощность, экономически наиболее выгодная для данного агрегата при фактических условиях его эксплуатации.

Рабочая мощность агрегата – фактическая нагрузка, с которой работает агрегат в данный момент времени.

Мощность технического минимума агрегата – та наименьшая длительная мощность, с которой может работать оборудование при фактических условиях эксплуатации (по условиям надежности).

Максимальная мощность агрегата – это предельная мощность, с которой агрегат может работать в течение заданного времени без опасности повреждения.

Разницу между номинальной мощностью и мощностью технического минимума называют регулировочным диапазоном агрегата, значение которого необходимо для оперативного управления энергетическим оборудованием.

Категории мощности электростанции – установленная, эксплуатационная, располагаемая, рабочая.

Установленная мощность электростанции – сумма номинальных мощностей всех агрегатов, установленных на электростанции (электрическая – по турбоагрегатам определяется, тепловая – по парогенераторам).

Эксплуатационная мощность электростанции – сумма эксплуатационных мощностей всех агрегатов, установленных на электростанции.

Располагаемая мощность электростанции – разница между эксплуатационной мощностью электростанции и мощностью агрегатов, находящихся в ремонте.

Рабочая мощность электростанции – сумма рабочих мощностей всех агрегатов, установленных на электростанции.

Категории мощности энергосистемы – установленная, располагаемая, рабочая.

Установленная мощность энергосистемы – сумма установленных мощностей всех электростанций, входящих в состав энергосистемы.

Располагаемая мощность энергосистемы – сумма располагаемых мощностей всех электростанций, входящих в состав энергосистемы.

Рабочая мощность энергосистемы – сумма рабочих мощностей всех электростанций, входящих в состав энергосистемы.

Факторы, влияющие на мощность. На мощность энергетического оборудования влияют ограничивающие факторы, которые можно разделить на первичные и вторичные. Первичные факторы являются прямой причиной ограничения мощности оборудования. Вторичные факторы вызывают ограничения мощности вследствие воздействия на первичные.

К группе первичных относятся следующие факторы.

1. Факторы, ограничивающие мощность под влиянием физических особенностей технологического процесса. Например, величина пропускной способности агрегата, т. е. конструкционные особенности.
2. Условия сохранности агрегата, которые определяют предел мощности, после которого может наступить разрушение оборудование или его преждевременный выход из строя.

Группа вторичных факторов по отношению к оборудованию делится на две подгруппы – внешние и внутренние.

К внешним относятся следующие факторы:

1. изменение параметров подведенной энергии. Например, качество топлива для котлоагрегата или уровень напора в реке для гидроагрегатов;
2. изменение параметров отводимой энергии. Например, нарушение уровня частоты в энергосистеме;
3. изменение условий эксплуатации, которые могут привести к повышенному износу оборудования. Например, ухудшение качества питательной воды на станции или несоответствие между мощностью основного агрегата и обслуживающего его вспомогательного оборудования.

К внутренним относятся следующие факторы:

- 1) изменение состояние оборудования. Например, загрязнение поверхностей нагрева в котлоагрегате;

2) неправильное регулирование технологического процесса, т.е. режима работы оборудования.

4.3. Показатели маневренности энергетического оборудования

Маневренность оборудования – возможность оборудования работать в переменном режиме, т.е. обеспечивать потребителей заданной нагрузкой при быстроте прохождения переходных процессов.

Существуют следующие показатели маневренности оборудования.

1. Регулировочный диапазон:

1.1. абсолютный – разность между номинальной мощностью оборудования и мощностью технического минимума,

1.2. относительный – отношение абсолютного регулировочного диапазона к номинальной мощностью оборудования.

2. Скорость изменения рабочей мощности оборудования:

2.1. абсолютная – прирост мощности за единицу времени,

2.2. относительная – отношение абсолютной скорости к номинальной мощностью оборудования,

3. Длительность переходных процессов при изменении мощности оборудования.

4. Возможность остановки оборудования в течение суток, длительность пуска, порядок повторного пуска оборудования.

5. Расход энергии (топлива, электрической тепловой энергии) на пуск, останов оборудования.

Некоторые маневренные свойства электростанций проиллюстрированы в табл. 4.1.

Таблица 4.1.

Маневренные свойства электростанций

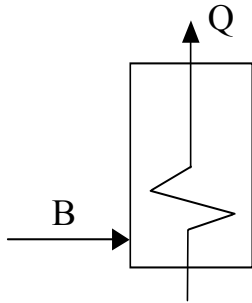
| Тип электростанции | Элемент оборудования, ограничивающий маневренные свойства | Регулировочный диапазон, % | Время пуска из холостого состояния, мин. | Роль электростанции в энергосистеме |
|--------------------|---|----------------------------|--|--|
| КЭС | Котлоагрегат | 65-70 | 210-300 | Работают в базовой и полупиковой зонах графика нагрузки. |
| ТЭЦ | Котлоагрегат | 10-15 | 100-200 | при больших тепловых нагрузках – в базисе, при малых – в полупике. |
| АЭС | Ядерный реактор | 20 | не допустимо | Работают только в базисе графика нагрузки. |
| ГЭС | нет | 70 | 1 – 2 | Работают в базисе и полупике. Выполняют функции резерва в системе. |
| ГАЭС | нет | 70 | 1 – 3 | Работают в пике графика нагрузки, заполняя при этом ночной провал. Выполняют функции аварийного резерва. |
| ГТУ | нет | 100 | 15 - 40 | Снимают острый пик графика нагрузки. Регулируют частоту в системе. Выполняют функции аварийного резерва. |

4.4. Эксплуатационные свойства энергетического оборудования

Рассмотрим эксплуатационные свойства основного энергетического оборудования по следующей схеме:

1. Максимальная мощность и факторы ее ограничивающие.
2. Мощность технического минимума и факторы ее ограничивающие.
3. Маневренные качества оборудования:
 - а) возможность систематических остановок;
 - б) возможность работы с переменными режимами.

4.4.1. ПАРОГЕНЕРАТОР (КОТЛОАГРЕГАТ)



1.

$$Q_{\max} = B_{\max} \cdot Q_{\text{НР}} \cdot \eta_{\text{К}}, \quad (4.1)$$

где Q_{\max} – максимальная тепловая мощность парогенератора, B_{\max} – максимальный расход топлива; этот показатель является основным управляющим показателем (О.У.П.), т.е. меняя расход топлива можно изменить количество пара. $Q_{\text{НР}}$ – теплотворная способность топлива, $\eta_{\text{К}}$ – КПД котла.

Первичными факторами, ограничивающими мощность, являются конструктивные особенности котла, температурный режим.

Вторичными факторами, ограничивающими мощность, являются качество топлива и состояние агрегата.

2. $Q_{\min} = (0,35 \dots 0,55) Q_{\max}$
газ, мазут уголь

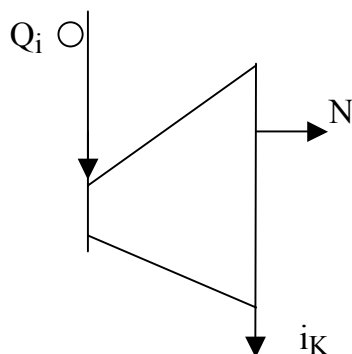
Первичными факторами, ограничивающими мощность, являются тип котла (прямоточный или барабанный), поддержание устойчивого процесса горения (при необходимости осуществляется подсветка мазутом) и надежной циркуляции воды.

Вторичными факторами, ограничивающими мощность, является качество топлива (иначе технический минимум увеличивается до 60%).

3. а) Ограничена опасностью повышенного износа из-за частых термических деформаций металлических конструкций и обмуровки.

б) Ограничена трудностями регулирования температурного режима и недостаточной автоматизацией управления.

4.4.2. КОНДЕНСАЦИОННЫЙ ТУРБОАГРЕГАТ



1.

$$N_{\max} = \frac{D_{\max} \cdot \Delta i}{860} \cdot \eta_{O i} \cdot \eta_M, \quad (4.2)$$

где D_{\max} – максимальный расход пара на турбину; этот показатель является О.У.П.; Δi – адиабатический (располагаемый) теплотерепад; $\eta_{O i}$ – внутренний относительный КПД; η_M – механический КПД (передача на вал).

Первичными факторами, ограничивающими мощность, являются конструктивные особенности турбины (D_{\max} , Δi , $\eta_{O i}$, η_M).

Вторичными факторами, ограничивающими мощность, являются начальные параметры пара, температура воды и воздуха, состояние агрегата.

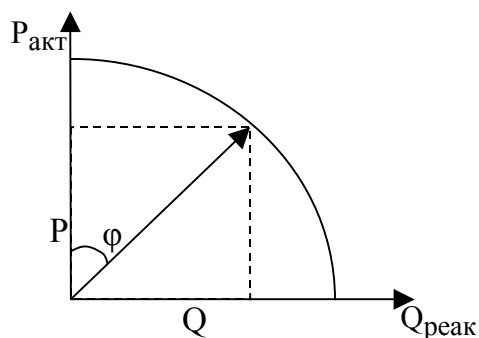
2. $N_{\min} = (0,1 \dots 0,25) N_{\max}$, от вида топлива не зависит.

Первичными факторами, ограничивающими мощность, является опасность повреждения ступеней низкого давления.

3. а) Ограничена опасностью повреждения из-за частых термических деформаций.

б) Ограничена опасностью повреждения лопаток турбины.

4.4.3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ГЕНЕРАТОР



1.

$$S_{\max} = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{\max}, \quad (4.3)$$

где S_{\max} – полная максимальная мощность генератора, U_H – номинальное напряжение генератора (О.У.П.); I_{\max} – полный максимальный ток генератора.

Первичными факторами, ограничивающими мощность, являются U_H , опасность износа изоляции статора или ротора при повышении тока.

Вторичными факторами, ограничивающими мощность, являются температура наружного воздуха, коэффициент мощности ($\cos\varphi$).

2. Технический минимум практически не ограничен.
3. а) Ограничена опасностью повреждения изоляции статора из-за частых термических деформаций.
б) Ограничена из-за частых термических деформаций.

4.4.4. ЯДЕРНЫЙ РЕАКТОР

$$1. N_{я \max} = Q_{я} \cdot B_{я \max}, \quad (4.4)$$

где $N_{я \max}$ – максимальная тепловая мощность реактора; $Q_{я}$ – теплотворная способность ядерного горючего; $B_{я \max}$ – максимальный расход ядерного топлива (О.У.П.).

Первичными факторами, ограничивающими мощность, являются конструктивные особенности турбины ($B_{я \max}$).

2. $N_{я \min} = (0,7 \dots 0,8) N_{я \max}$
3. а) и б) – ограничены особенностями физического процесса преобразования энергии.

4.4.5. ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ТУРБИНА

$$1. N_{\max} = 9,81 \cdot Q_{\text{воды}} \cdot H_p \cdot \eta_{ГА}, \quad (4.5)$$

Где $Q_{\text{воды}}$ – расход воды на гидростанции (О.У.П.); H_p – рабочий напор воды (О.У.П.); $\eta_{ГА}$ – КПД гидроагрегата.

Первичными факторами, ограничивающими мощность, являются конструктивные особенности турбины ($Q_{\text{воды}}$, H_p , $\eta_{ГА}$).

Вторичными факторами, ограничивающими мощность, являются гидрометеорологические условия (недостаточный приток воды, ледовые осложнения), наличие смежных водопользователей.

2. $N_{\min} = 0,3 \cdot N_{\max}$.
3. Нет ограничений (смотри табл.4.1).

4.5. Эксплуатационные свойства электрических станций и сетей

4.5.1. ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Эксплуатационные свойства определяются типом котлов, турбин и схемой расположения основного оборудования на ТЭС. Ограничения мощности ТЭС вызваны ограничениями мощности котлов, турбин и генераторов.

Существует три схемы расположения основного оборудования на ТЭС:

- 1 - блочная схема (для КЭС - моно или дубль-блоки),
- 2 - с переключательной магистралью,
- 3 - со сборным паропроводом (или "станции с поперечными связями").

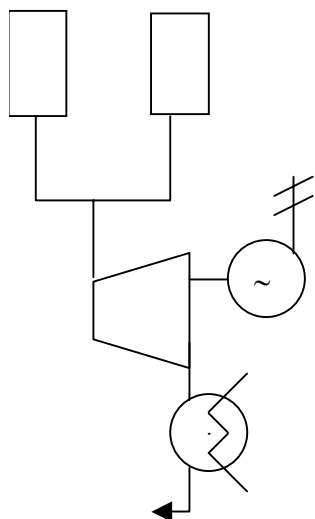


Схема 1

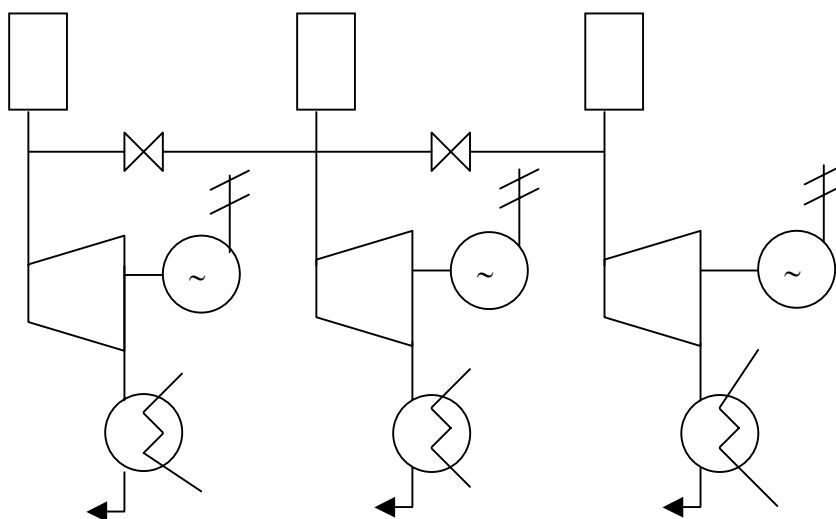


Схема 2

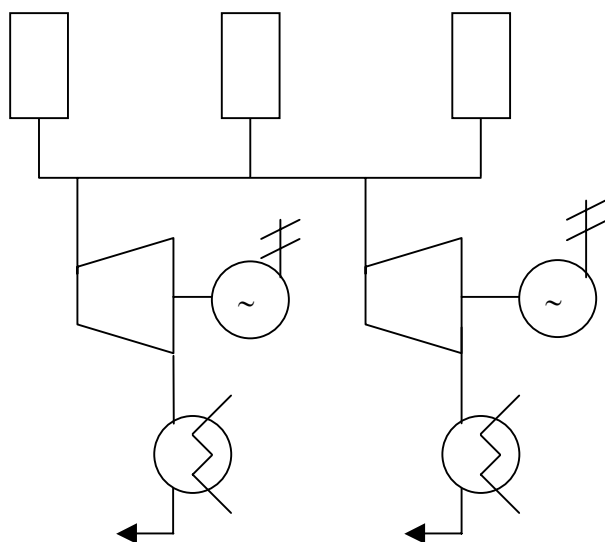


Схема 3

Дубль-блоки имеют более широкий регулировочный диапазон мощности по сравнению с моно-блоками. Рекомендуется применять схему "дубль-блока" для низкокалорийного топлива. Схема 2, являясь модификацией схемы 1, еще более повышает маневренные качества блоков. Самой маневренной станцией будет "станции с поперечными связями", где долгий ремонт одного из котлов не ведет к значительному снижению мощности станции. Мощность технического минимума станции увеличивается для более крупных электростанций (300 МВт и выше), для которых внутрисуточные остановки не целесообразны.

ВЫВОД: Высокоманевренными будут электростанции со сборным паропроводом, с котлами на жидком или газообразном топливе и мощностью до 200 МВт.

4.5.2. ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ

Среди тепловых электростанций 30% приходится на долю ТЭЦ, где установлены теплофикационные турбины "Т", "ПТ", "Р", имеющие отборы тепла. Величина отборов служит причиной изменения мощности турбины. Для ТЭЦ типы котлов и схемы расположения такие же, что и для ТЭС.

Маневренные свойства ТЭЦ определяются тепловой нагрузкой потребителей. Свобода назначения электрического режима ограничена для турбин "Т" и "ПТ", и полностью отсутствует на турбинах с противодавлением ("Р").

Для управления оборудованием на ТЭЦ существуют энергетические диаграммы. Диаграммы мощности для теплофикационных турбин могут быть описаны следующим образом:

$$\text{"Р"} \quad N = K_B \cdot D_0,$$

$$\text{"Т"} \quad N = N_K + N_T = (K_B + K_H) \cdot D_H + K_B \cdot D_0,$$

$$\text{"ПТ"} \quad N = N_K + N_{TP} + N_{TO} = (K_B + K_C + K_H) \cdot D_H + K_B \cdot D_{II} + (K_B + K_C) \cdot D_0,$$

где N_K , N_T , N_{TP} , N_{TO} – мощность турбины соответственно по конденсационному циклу, теплофикационному циклу, теплофикационному циклу производственного отбора и теплофикационному циклу отопительного отбора; D_0 , D_{II} , D_H – пропускная способность (т.е. количество пара) соответственно отопительного и производственного отборов, части низкого давления; K_B , K_C , K_H – теплоперепад соответственно части высокого, среднего и низкого давления (это величина определяется перепадом энтальпий и КПД турбины).

4.5.3. АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

На эксплуатационные свойства АЭС решающее воздействие оказывает реактор. Резкие колебания нагрузок противопоказаны, при снижении нагрузки ниже 70% от номинальной мощности следует "отравление" реактора и его следует отключить.

АЭС бывают одно и двухконтурными. На первых установлены РБМК – реактор большой мощности канальный, на двухконтурных – ВВЭР – вододводяной энергетический реактор.

4.5.4. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Эксплуатационные свойства ГЭС определяются типом гидроагрегата и схемой использования водотока. Это самые маневренные станции, они используются для регулирования частоты в энергетических системах. Режим работы ГЭС – переменный, мощность технического минимума близка к холостому ходу гидроагрегата.

Существуют следующие схемы использования водотока:

1. Естественная (без регулирования). Характерна для горных станций, оросительных каналов. Такие ГЭС имеют наихудшие маневренные свойства по сравнению с другими схемами из-за фиксированной мощности.

2. Суточное регулирование. Происходит приспособление равномерного стока воды и переменного режима производства энергии. Более маневренные ГЭС по сравнению со схемой 1, возможны остановки на несколько часов для накопления воды.

3. Недельное, сезонное, годовое, многолетнее регулирование. Этот вид регулирования зависит от объема водохранилища. Это самая распространенная схема для маневренных ГЭС.

4.5.5. ТЕПЛОВАЯ СЕТЬ

Эксплуатационные свойства зависят от системы регулирования режимом работы теплосети, от наличия резервной мощности теплогенерирующих установок, от расчетного диаметра трубопроводов.

Требуется регулирование как гидравлического, так и теплового режима. Уровень маневренных свойств может быть увеличен при использовании резерва мощности в виде пиковых подогревателей сетевой воды и пиковых водогрейных котлов на ТЭЦ.

4.5.6. ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ

Эксплуатационные свойства электросети зависят от их пропускной способности, которая определяется мощностью основного оборудования (на подстанциях: трансформаторы, синхронные компенсаторы, масляные и воздушные выключатели; линии электропередач).

В мощности основного оборудования учитывается эксплуатационный резерв, рассчитываемый по максимальной нагрузке потребителя. В зависимости от нагрузки, мощность подстанций может регулироваться числом включенных трансформаторов. Иногда электросети имеют резервные линии электропередачи.

Все оборудование электросетей быстро включается и выключается (за несколько секунд).

4.6. Контрольные вопросы

1. Эксплуатационные свойства, классификация и общая характеристика.
2. Категории мощности и факторы ее определяющие.
3. Маневренность оборудования.
4. Эксплуатационные свойства энергетического оборудования.
5. Эксплуатационные свойства электрических станций и сетей.

4.7. Контрольный тест

1. Из предложенного списка выберите категории мощности агрегата .

| | |
|---------------------------------|--|
| а) номинальная мощность; | ж) народнохозяйственный резерв мощности; |
| б) максимальная мощность; | з) рабочая мощность; |
| в) фактический резерв мощности; | и) экономическая мощность; |
| г) максимальная нагрузка; | к) эксплуатационная мощность; |
| д) установленная мощность; | л) располагаемая мощность; |
| е) регулировочный диапазон; | м) мощность технического минимума. |
2. Из предложенного списка выберите вторичные внутренние факторы, влияющие на мощность
 - а) ограничение мощности под влиянием физических особенностей технологического процесса;

- б) изменение параметров подводимой энергии;
 - в) изменение условий эксплуатации;
 - г) условия сохранности оборудования;
 - д) неправильное регулирование технологических процессов;
 - е) изменение параметров отводимой энергии;
 - ж) изменение состояния оборудования.
3. Дайте определение термину «маневренность оборудования».
4. Расставьте электростанции в порядке ухудшения их маневренных свойств. Какие электростанции работают в полупиковой части графика нагрузки?
- а) АЭС, б) ГЭС, в) ТЭС, г) ГАЭС д) ГТУ.
5. Из предложенного списка выберите основной управляющий показатель для котельного агрегата. Напишите формулу с его участием.
- а) расход топлива;
 - б) расход пара;
 - в) напор воды;
 - г) расход воды;
 - д) номинальное напряжение;
 - е) частота переменного тока.
6. Назовите эксплуатационные свойства тепловых сетей.
7. Изобразите блочную схему расположения основного оборудования ТЭС.
8. Какие схемы использования водотока Вы знаете? Для каких ГЭС они применяются?

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

5.1. Принципиальная схема энергетического баланса отдельного агрегата

Особенностью процессов преобразования и транспорта энергии, характеризующих работу энергетического оборудования, является наличие следующих видов потерь энергии:

- обусловленных физическими законами, лежащими в основе процессов преобразования или транспорта энергии;
- потерь, представляющих расход энергии на собственные нужды различными вспомогательными механизмами, обеспечивающими нормальное протекание процесса преобразования энергии.

Поэтому при оценке экономичности работы энергетического оборудования различают энергетические показатели брутто (без учета отъема энергии на собственные нужды, т.е. сумма соответствующих показателей нетто и расходов на собственные нужды) и показатели нетто, учитывающие расход энергии на собственные нужды. Показатели брутто характеризуют только процесс преобразования энергии, т.е. экономичность технологического процесса. Показатели нетто характеризуют экономичность работы энергооборудования в целом.

На рис. 5.1 показана принципиальная схема энергобаланса отдельного агрегата, представленная в виде баланса мощности или энергии.

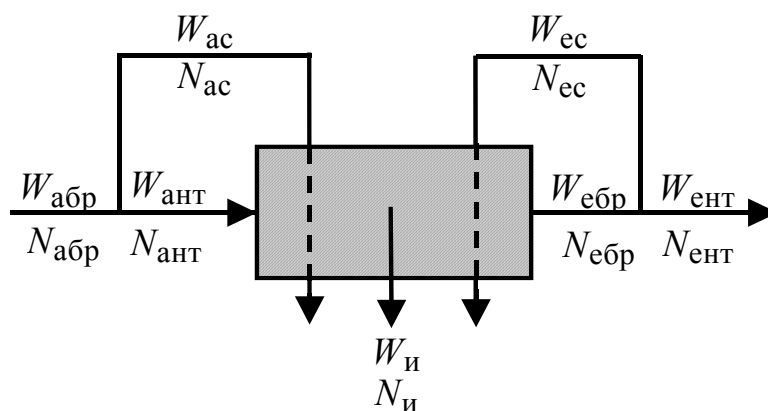


Рис.5.1. Принципиальная схема энергобаланса отдельного агрегата

Из энергобаланса получают следующие равенства:

1) баланс энергии, дающий представление об экономичности работы оборудования независимо от характера изменения его нагрузки во времени

$$W_{\text{абр}} = W_{\text{ент}} + W_{\text{ас}} + W_{\text{ес}} + W_{\text{и}} = W_{\text{ент}} + W_{\text{и}\Sigma}; \quad (5.1)$$

2) баланс мощности, характеризующий экономичность работы при постоянной нагрузке:

а) оборудования в целом (баланс нетто)

$$N_{\text{абр}} = N_{\text{ент}} + N_{\text{ас}} + N_{\text{ес}} + N_{\text{и}} = N_{\text{ент}} + N_{\text{и}\Sigma}; \quad (5.2)$$

б) самого процесса преобразования энергии (баланс брутто)

$$N_{\text{ант}} = N_{\text{ебр}} + N_{\text{и}}, \quad (5.3)$$

где $W_{\text{абр}}$, $W_{\text{ант}}$ и $N_{\text{абр}}$, $N_{\text{ант}}$ – подведенная (первичная) энергия и мощность соответственно брутто и нетто; $W_{\text{ебр}}$, $W_{\text{ент}}$ и $N_{\text{ебр}}$, $N_{\text{ент}}$ – полезная (отведенная, вторичная) энергия и мощность соответственно брутто и нетто; $W_{\text{ас}}$, $W_{\text{ес}}$ и $N_{\text{ас}}$, $N_{\text{ес}}$ – подведенная и полезная энергия и мощность, расходуемые на собственные нужды; $W_{\text{и}}$ и $N_{\text{и}}$ – потери энергии и мощности, обусловленные физическими законами, лежащими в основе процессов преобразования и передачи энергии.

Все показатели, входящие в энергобаланс можно разделить на три группы: абсолютные, удельные и частичные удельные.

5.2. Абсолютные показатели экономичности и энергетическая характеристика оборудования

Показатели баланса мощности (5.2) и (5.3) называются абсолютными показателями экономичности работы энергетического оборудования, а функциональные зависимости, существующие между любой парой этих показателей, получили название энергетических характеристик потерь $N_u = f(N_e)$ и расходной энергетической характеристики $N_a = f(N_e)$ (рис. 5.2). Энергетическая характеристика является основой определения экономичности работы энергетического оборудования с постоянной нагрузкой.

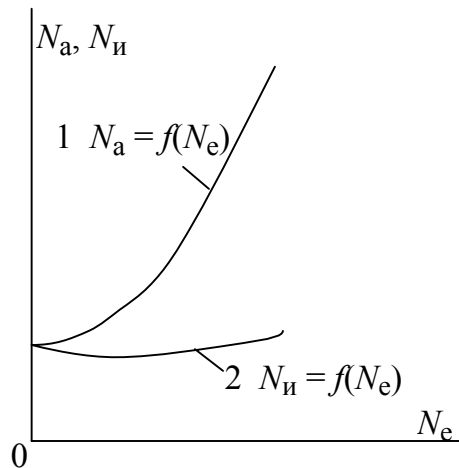


Рис.5.2. Энергетические характеристики оборудования: расходная (1), потеря (2)

Энергетические характеристики, как и показатели экономичности работы агрегатов бывают брутто и нетто. Наибольшее распространение получили энергетические характеристики брутто.

Применяются энергетические характеристики при планировании объемов энергетических ресурсов (расхода топлива, воды, пара, теплоты), необходимых для эксплуатации оборудования за рассматриваемый период времени.

Известны следующие способы получения энергетических характеристик агрегатов:

1. Расчетный метод, когда известны уравнения и формулы, отражающие физические основы протекания процесса. Используется для электрического оборудования (генераторы, трансформаторы, линии электропередачи), для них строятся энергетические характеристики потерь.
2. Натурные испытания, когда оборудование работает на холостом ходу и полезная мощность оборудования меняется в диапазоне от нулевого до номинального значения. Каждое значение полезной мощности остается постоянным на протяжении семи – восьми часов, по истечении которых проводится снятие показаний приборов, контролирующих весь процесс преобразования энергии в агрегате. Это очень длительный и трудоемкий процесс, поэтому применяется не чаще одного раза за ремонтный цикл агрегата. Используется для

теплоэнергетического оборудования (парогенераторы или котлоагрегаты), для них строятся расходные энергетические характеристики.

3. Модельные испытания, когда испытанию подвергается не оборудование, а построенная в соответствии с теорией подобия модель агрегата небольших размеров. Используется для гидроагрегатов, насосов, турбин, для которых строятся расходные энергетические характеристики.
4. Математическое моделирование, когда на основе математической модели строится энергетическая характеристика агрегата, позволяющая представить процесс преобразования энергии в оборудовании в любой момент времени. Используется редко.

5.3. Удельные показатели экономичности и их использование

Для оценки экономичности энергетического процесса и оборудования в целом и анализа результатов работы широкое распространение получили удельные показатели, представляющие собой отношение соответствующих абсолютных показателей из баланса брутто или нетто.

| Наименование показателя | Брутто | Нетто |
|--|---------------------------------------|--|
| 1. КПД | $\eta_{бр} = \frac{N_{ебр}}{N_{ант}}$ | $\eta_{нт} = \frac{N_{ент}}{N_{абр}}$ |
| 2. Удельный расход | $d_{бр} = \frac{N_{ант}}{N_{ебр}}$ | $d_{нт} = \frac{N_{абр}}{N_{ент}}$ |
| 3. Удельная потеря по полезной мощности | $e_{бр} = \frac{N_{и}}{N_{ебр}}$ | $e_{нт} = \frac{N_{и\Sigma}}{N_{ент}}$ |
| 4. Удельная потеря по подведенной мощности | $s_{бр} = \frac{N_{и}}{N_{ант}}$ | $s_{нт} = \frac{N_{и\Sigma}}{N_{абр}}$ |

Удельные показатели численно равны тангенсу угла наклона секущей, проведенной из начала координат данной энергетической характеристики абсолютных показателей в точку характеристики, соответствующую заданному значению полезной мощности.

Если абсолютные показатели приведены к одинаковым единицам, то все удельные показатели будут тоже в одинаковых единицах измерения, и между ними будет существовать следующая взаимосвязь.

$$\eta = \frac{1}{d} = \frac{1}{1+e} = 1-s. \quad (5.4)$$

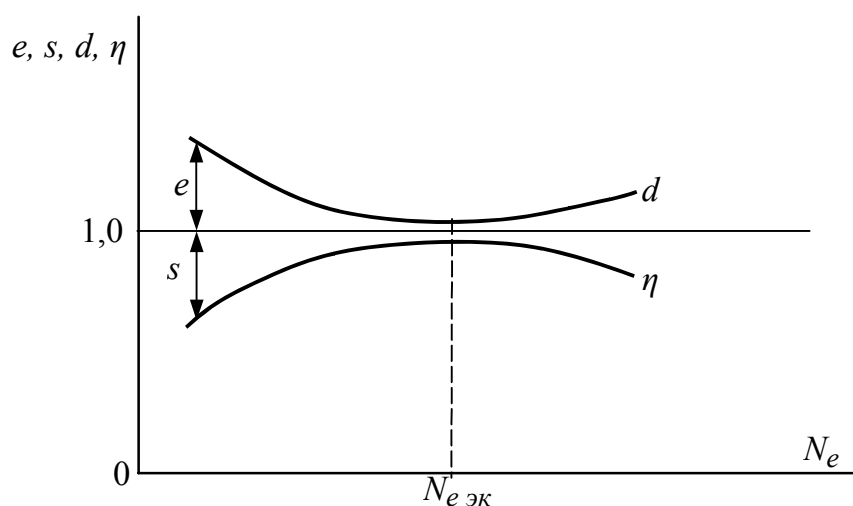


Рис.5.3. График удельных показателей экономичности

В точке экономической мощности удельные показатели принимают свое оптимальное значение.

5.4. Частичные удельные показателей экономичности и их использование

Для оценки экономичности изменения нагрузки энергетического оборудования, уже находящегося в работе, для правильного решения вопроса об экономичности изменения нагрузки работающего оборудования служат частичные удельные показатели (относительные приросты). Они являются удельными показателями бесконечно малых приращений нагрузки при заданном (частном) ее значении. Математически частичные удельные показатели представляют собой первые производные абсолютных показателей и численно равны тангенсу угла наклона касательной, проведенной в данной точке соответствующей энергетической характеристики абсолютных показателей.

Существует четыре вида частичных удельных показателей (ЧУП)

| Наименование показателя | Брутто | Нетто |
|--|---|---|
| 1. Частичный КПД | $\nu_{\text{бр}} = \frac{dN_{\text{ебр}}}{dN_{\text{ант}}}$ | $\nu_{\text{нт}} = \frac{dN_{\text{ент}}}{dN_{\text{абр}}}$ |
| 2. Частичный удельный расход (ЧУР) | $\delta_{\text{бр}} = \frac{dN_{\text{ант}}}{dN_{\text{ебр}}}$ | $\delta_{\text{нт}} = \frac{dN_{\text{абр}}}{dN_{\text{ент}}}$ |
| 3. Частичная удельная потеря по полезной мощности | $\varepsilon_{\text{бр}} = \frac{dN_{\text{и}}}{dN_{\text{ебр}}}$ | $\varepsilon_{\text{нт}} = \frac{dN_{\text{и}\Sigma}}{dN_{\text{ент}}}$ |
| 4. Частичная удельная потеря по подведенной мощности | $\sigma_{\text{бр}} = \frac{dN_{\text{и}}}{dN_{\text{ант}}}$ | $\sigma_{\text{нт}} = \frac{dN_{\text{и}\Sigma}}{dN_{\text{абр}}}$ |

Частичные удельные показатели связаны между собой теми же зависимостями, что и удельные показатели:

$$\nu = \frac{1}{\delta} = \frac{1}{1 + \varepsilon} = 1 - \sigma. \quad (5.5)$$

В точке экономической мощности значения частичных и удельных показателей совпадают.

5.5. Показатели экономичности групп совместно работающего оборудования

Понятия об энергетических показателях и характеристиках могут применяться не только в отношении отдельных элементов оборудования (котла, турбины, трансформатора), но и в отношении любой совокупности этого оборудования – агрегата, энергоблока (котел — турбина) или электростанции в целом.

Рассмотрим последовательное (рис. 5.4,а) и параллельное (рис. 5.4,б) соединение агрегатов.

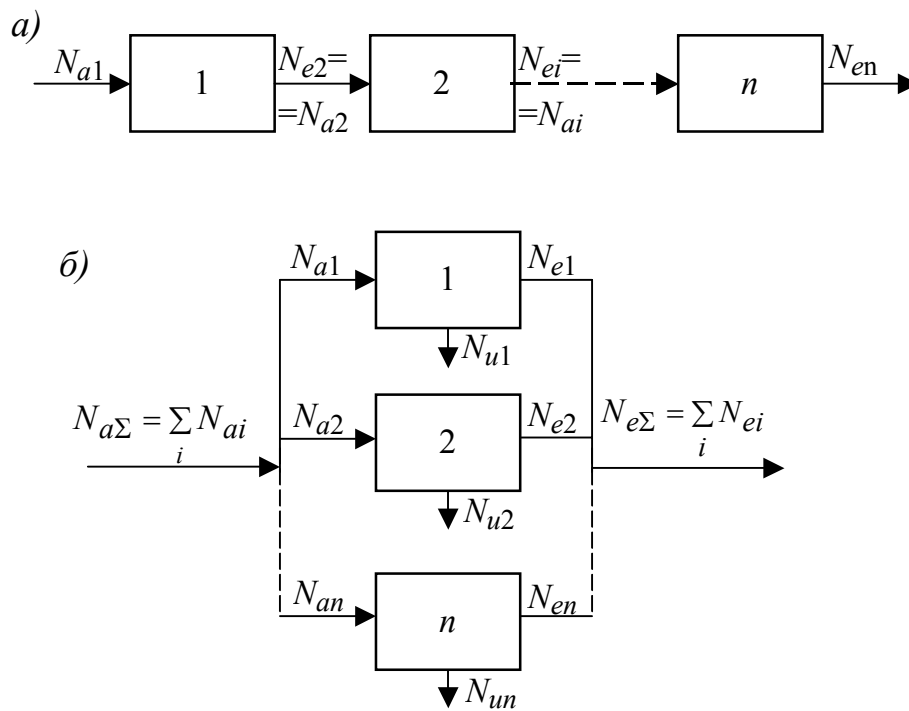


Рис.5.4. Схема последовательной (а) и параллельной (б) работы оборудования

Для группы энергетического оборудования, состоящей из ряда последовательных элементов, в которой полезная мощность предыдущего элемента является подведенной мощностью для последующего (рис. 5.4,а) КПД группы агрегатов определяется по формуле

$$\eta_c = \eta_1 \eta_2 \dots \eta_n = \prod_{i=1}^{i=n} \eta_i, \quad (5.6)$$

где η_i – КПД отдельных последовательных элементов i .

Для группы, состоящей из параллельно работающих элементов энергетического оборудования (рис. 5.4,б), когда мощность к каждому i – элементу подводится из общего источника, а полезная энергия тоже сливается в общий поток, к. п. д. определится как средневзвешенная величина по подведенной мощности.

$$\begin{aligned} \eta_c &= \alpha_1 \eta_1 + \alpha_2 \eta_2 + \\ &+ \dots + \alpha_n \eta_n = \sum_{i=1}^{i=n} \alpha_i \eta_i \end{aligned} \quad (5.7)$$

Зная один из удельных показателей (КПД) и учитывая уравнение взаимосвязи, можно получить значение любого другого удельного показателя

5.6. Точность и достоверность оценки экономических показателей

Большое значение в практике эксплуатации приобретает точность получения отдельных показателей экономичности работы энергетического оборудования и его энергетических характеристик в целом. В процессе эксплуатации они претерпевают устойчивые (постоянные) и неустойчивые (случайные) изменения. Поэтому, как бы тщательно ни выполнялись измерения, они не могут дать точного значения измеряемого показателя, а дают лишь приближенное, наиболее вероятное его значение. Согласно математической теории ошибок, графически связь между показателями, определяющими ту или иную энергетическую характеристику (например, N_a и N_e), может быть показана эллипсом, полуосями которого являются наиболее вероятные ошибки в определении этих показателей Δ_{N_a} , Δ_{N_e} (рис. 5.5).

Пользуясь положениями и выводами математической теории ошибок, можно утверждать, что, если в результате испытаний получен ряд точек и проведены предельные кривые (на рисунке – пунктирные линии), ограничивающие эти эллипсы (рис. 5.5), то искомая энергетическая характеристика может не проходить через экспериментальные точки, но она не должна выходить за границы полосы, ограниченной этими предельными кривыми. Это, с одной стороны, вносит большую неопределенность в построение энергетических характеристик, а с другой стороны, позволяет пользоваться упрощенными (спрямленными) энергетическими характеристиками.

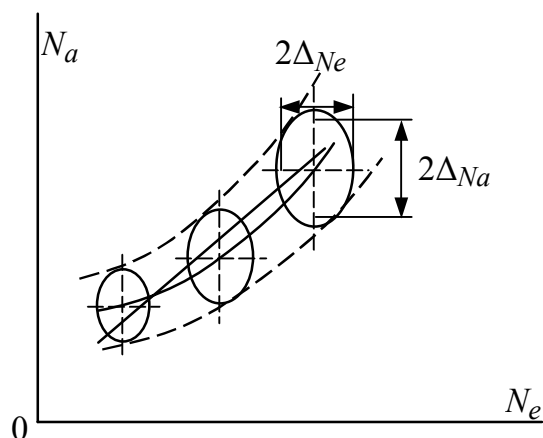


Рис. 5.5. К оценке точности результатов испытаний и достоверности формы энергетических характеристик

5.7. Контрольные вопросы

1. Что характеризует баланс мощности брутто и нетто?
2. Определение и способы получения энергетических характеристик оборудования.
3. Определение, назначение и графическая интерпретация удельных показателей экономичности работы оборудования.
4. Определение, назначение и графическая интерпретация частичных показателей экономичности работы оборудования.
5. Принципы расчета показателей экономичности групп совместно работающего оборудования.
6. Как можно оценить точность получения показателей экономичности работы оборудования?

5.8. Контрольный тест

1. Назовите основное различие балансов брутто и нетто.
2. Напишите баланс энергии.
3. Из предложенного списка выберите расходную энергетическую характеристику нетто. К какому классу показателей – абсолютные, удельные или частичные удельные – относятся те, что приведены в этой характеристике? Из какого энергобаланса она получена, что характеризует этот баланс.

$$\text{а) } N_a^{\text{HT}} = \phi(N_e^{\text{бp}})$$

$$\text{б) } N_{\text{и}\Sigma} = f'(N_e^{\text{HT}})$$

$$\text{в) } N_a^{\text{бp}} = f(N_e^{\text{HT}})$$

$$\text{г) } N_{\text{и}} = \phi'(N_e^{\text{бp}})$$

4. Из предложенного списка выберите удельные показатели экономичности работы энергетического оборудования.
- а) подведенная энергия брутто;
 - б) частичная удельная потеря по полезной мощности нетто;
 - в) удельный расход топлива нетто;
 - г) полезная мощность нетто;
 - д) мощность суммарных потерь;
 - е) частичный удельный расход тепла нетто;
 - з) частичная удельная потеря по подведенной мощности брутто;
 - ж) КПД нетто;
 - и) частичный удельный потеря по полезной мощности нетто;
 - к) частичный КПД брутто;
 - л) мощность собственных потерь нетто;
 - м) полезная энергия нетто;
 - н) удельная потеря по полезной мощности брутто;
 - о) удельная потеря по подведенной мощности нетто.
5. Напишите формулу КПД брутто.
6. Как оцениваются удельные показатели работы группы совместно работающего оборудования при последовательном соединении?
7. Каким способом учитывается погрешность получения энергетических характеристик оборудования.

6. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

6.1. Показатели экономичности и энергетические характеристики различных типов энергетического оборудования

6.1.1. Энергетическая характеристика котлоагрегата

Получение энергетических характеристик котлоагрегатов связано со значительными трудностями в связи со сложностью физических процессов горения, тепловыделения и теплоотдачи, лежащих в основе работы котлоагрегата. Его подведенная мощность определяется количеством тепла, выделяемого при сжигании топлива

$$Q_a = B \cdot Q_p^H,$$

$$Q_e = Q_a - Q_{и},$$

где B – расход топлива, Q_p^H – низшая теплотворная способность топлива, $Q_{и}$ – потери тепла при преобразовании энергии в котлоагрегата.

Процесс преобразования химической энергии в тепловую сопровождается потерями ($Q_{и}$): с химическим и механическим недожогом, с физическим теплом очаговых остатков и с уходящими газами, из-за охлаждения котлоагрегата. Величина потерь и вид энергетической характеристики зависят от конструкции котлоагрегата, вид топлива и способ его сжигания.

Принципиально энергетическая характеристика потерь котлоагрегата в зависимости от подведенной мощности имеет сложную форму: выпуклую при малых нагрузках и вогнутую при нагрузках, близких к номинальной мощности. Зависимость же этих потерь от полезной мощности имеет вогнутый характер. Расходная энергетическая характеристика котлоагрегата тоже имеет вогнутый характер.

Ограниченная точность получения данных испытаний позволяет спрямлять энергетические характеристики котлоагрегата. Наиболее целесообразны следующие две формы спрямления: линейная и кусочно-линейная.

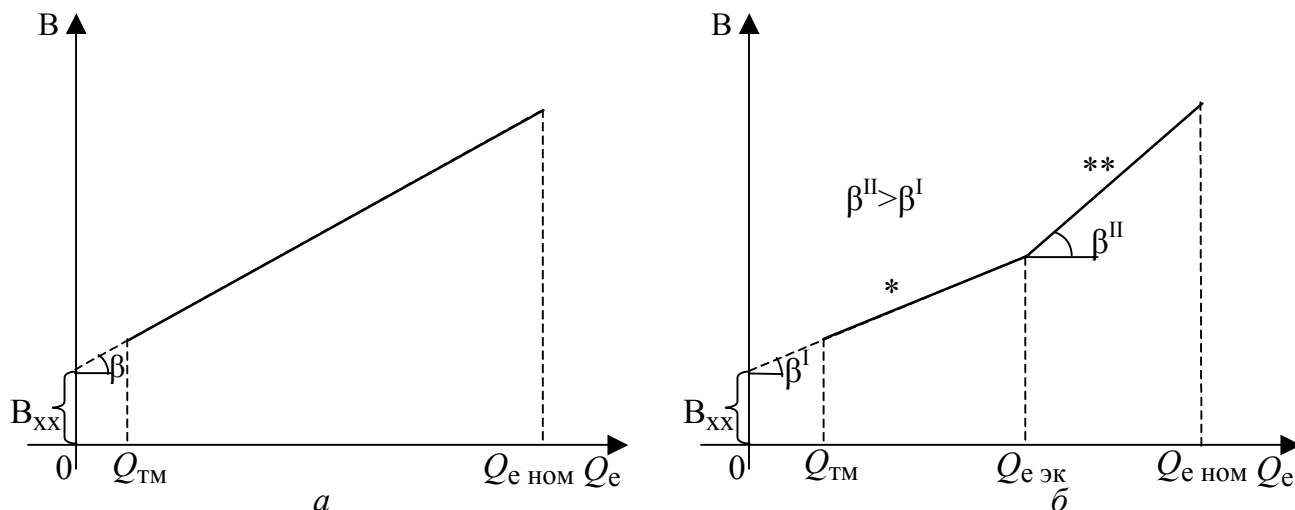


Рис. 6.1. Спрявление энергетических характеристик котлоагрегата:
a – линейная форма; *б* – кусочно-линейная форма

1. Линейная форма (рис.6.1,*a*)

$$V = V_{xx} + \beta \cdot Q_e,$$

где V – часовой расход топлива котлоагрегата (тут/час), V_{xx} – расход топлива на холостой ход агрегата, β – частичный удельный расход топлива для производства единицы теплоты (тут/ Гкал), Q_e – текущая часовая тепловая нагрузка котлоагрегата (Гкал/час).

2. Кусочно-линейная форма (рис.6.1,*б*) с выделением зоны экономической мощности (*) и зоны повышенных нагрузок (**)

$$V = V_{xx} + \beta^I \cdot Q_e + (\beta^{II} - \beta^I) \cdot (Q_e - Q_{e \text{ эк}}),$$

где V – часовой расход топлива котлоагрегата (тут/час), V_{xx} – расход топлива на холостой ход агрегата, β^I и β^{II} – частичный удельный расход топлива для производства единицы теплоты соответственно до и после экономической мощности (тут/Гкал), Q_e – текущая часовая тепловая нагрузка котлоагрегата (Гкал/час), $Q_{e \text{ эк}}$ – экономическая мощность котлоагрегата (Гкал/час).

Существует особенность применения энергетических характеристик кусочно-линейной формы:

- если $Q_e \leq Q_{\text{эк}}$, тогда $V = V_{xx} + \beta^I \cdot Q_e$

- если $Q_{\text{эк}} < Q_e \leq Q_{\text{ном}}$, тогда $V = V_{xx} + \beta^I \cdot Q_e + (\beta^{II} - \beta^I) \cdot (Q_e - Q_{e \text{ эк}})$.

Величина частичных удельных расходов по мере увеличения нагрузки агрегата возрастает, что связано с большим расходом подведенной энергии на производство дополнительной единицы энергии в зоне повышенных нагрузок, поэтому значение β^{II} всегда больше β^{I} .

6.1.2. Энергетическая характеристика турбоагрегатов

На современных тепловых электростанциях используются конденсационные турбины (тип К) и теплофикационные - с одним регулируемым отбором пара (тип Т), с двумя регулируемым отборами пара для отопления и промышленного потребления (тип ПТ) и противоаварийные (тип Р).

Процесс преобразования тепловой мощности, подводимой к турбине, в мощность механическую сопровождается потерями: собственными (от охлаждения турбины, на трение опорных трущихся частей ротора турбины) и потерями термодинамического цикла. Энергетическую характеристику турбины получают в виде расходной весовой $D = f(P_e)$ или расходной тепловой $Q = f(P_e)$ характеристик. Принципиальный вид характеристик конденсационных и противоаварийных турбин показан на рис. 6.2.

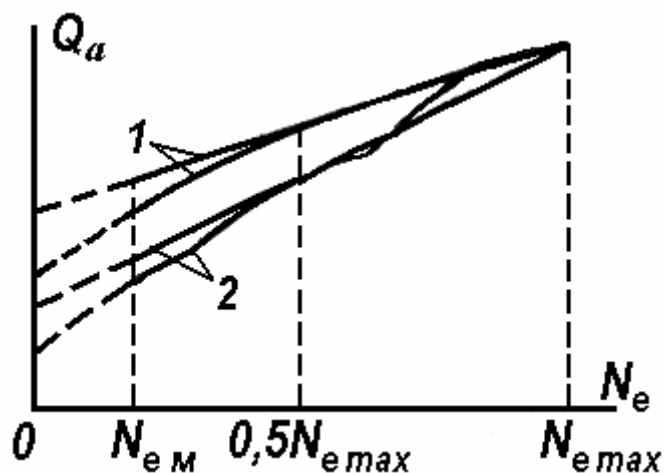


Рис. 6.2. Расходные энергетические характеристики турбоагрегатов с дроссельным (1) и сопловым (2) регулированием

Энергетические характеристики турбин представляют собой плавные с изломом кривые, обращенные выпуклостью вверх. При отношении конечного давления пара p_k к начальному p_0 равному или больше 0.1, характеристики тепловых турбин мало отличаются от прямолинейных. В то

же время энергетическая характеристика генератора является вогнутой кривой, поскольку переменная составляющая потерь в генераторе пропорциональна квадрату силы тока. Противоположность кривизны характеристик турбины и генератора приводит к тому, что энергетическая характеристика турбогенератора (как оборудования состоящего из турбины и генератора) еще более приближается к линейной, особенно в области высоких и средних нагрузок. Это позволяет, с достаточной для практики степенью точности, заменить криволинейные характеристики прямыми, проходящими через точку полной и 50%-ной мощности (см. рис. 6.3). При этом аналитическое выражение энергетической характеристики турбоагрегата приобретает вид

$$Q_a = Q_{xx} + \delta N_e + (\delta' - \delta)(N_e - N_{e_{\text{ЭК}}}), \quad (6.1)$$

где Q_a — тепло, подведенное для выработки электроэнергии; Q_{xx} — расход холостого хода; δ и δ' — частичный удельный расход тепла для выработки электроэнергии до точки экономической мощности и в зоне перегрузки; N_e и $N_{e_{\text{ЭК}}}$ — нагрузка агрегата и его экономическая мощность.

Для чисто конденсационного турбоагрегата выражение (6.1) дает зависимость $Q_a = f(N_e)$. Однако для противодавленческого агрегата в подведенную энергию Q_a включено и тепло, отобранное из противодавления для удовлетворения тепловых потребителей Q_o . Исключив эту составляющую из подведенного к турбине тепла, получим собственно энергетическую характеристику турбины с противодавлением как зависимость тепла, подведенного для получения электрической мощности, от нагрузки турбины (рис. 6.4)

$$Q_3 = Q_a - Q_o = Q_{xx} - \delta N_e - Q_o = Q_{xx3} - \delta_T N_e, \quad (6.2)$$

где Q_{xx3} — составляющая расхода холостого хода, приходящаяся на выработку электрической энергии; δ_T — частичный удельный расход тепла на выработку электроэнергии по теплофикационному циклу.

Из выражения (6.2) можно получить зависимость электрической нагрузки турбоагрегата P_e от отбираемого тепла Q_o . Действительно,

$$\begin{aligned} Q_o = Q_a - Q_3 &= (Q_{xx} - Q_{xx3}) - (\delta - \delta_T) N_e = \\ &= Q_{xxt} - (\delta - \delta_T) N_e, \end{aligned} \quad (6.3)$$

откуда

$$N_e = \frac{1}{\delta - \delta_T} (Q_o - Q_{\text{ххт}}) = \gamma(Q_o - Q_{\text{ххт}}),$$

где $Q_{\text{ххт}}$ — составляющая расхода холостого хода, приходящаяся на отпускаемое тепло; γ — частичная удельная выработка электроэнергии за счет тепла противодавления.

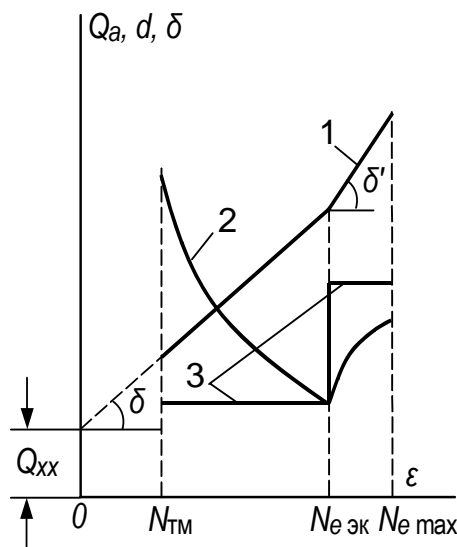


Рис. 6.3. Энергетическая характеристика конденсационного турбоагрегата: расходная тепловая (1), удельных (2) и частичных удельных (3) показателей

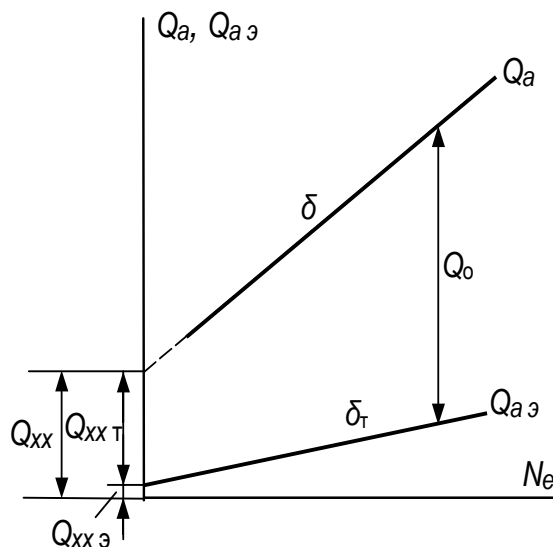


Рис. 6.4. Энергетическая характеристика турбины с противодавлением

Таким образом, для противодавленческой турбины расход подведенной мощности есть функция количества тепла, отпущенного потребителю Q_o :

$$Q_a = f(Q_o)$$

$$Q_e = f(N_e(Q_o)).$$

Теплофикационная турбина с одним отбором пара может быть представлена в виде сочетания конденсационной турбины и турбины с противодавлением. Для нее тепло, подведенное к турбоагрегату Q_a , определяется не только величиной электрической нагрузки N_e , но и величиной отбора тепла Q_o т. е. $Q_a = f(N_e, Q_o)$. Энергетическая характеристика такой

турбины имеет сложную форму (рис. 6.5,а), а ее аналитическое выражение (при отсутствии перегрузочного участка) таково

$$Q_a = Q_{\text{ХХЭ}} + \delta_{\text{К}} N_{\text{ЕК}} + \delta_{\text{Т}} N_{\text{ЕТ}} + Q_0, \quad (6.4)$$

где $\delta_{\text{К}}$ и $\delta_{\text{Т}}$ — частичный удельный расход тепла на выработку электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклам; $N_{\text{ЕК}}$ и $N_{\text{ЕТ}}$ — электрическая нагрузка турбоагрегата по конденсационному и теплофикационному циклам, причем $N_{\text{ЕК}} + N_{\text{ЕТ}} = N_{\text{е}}$, а $N_{\text{ЕТ}}$ определяется по формуле (6.2).

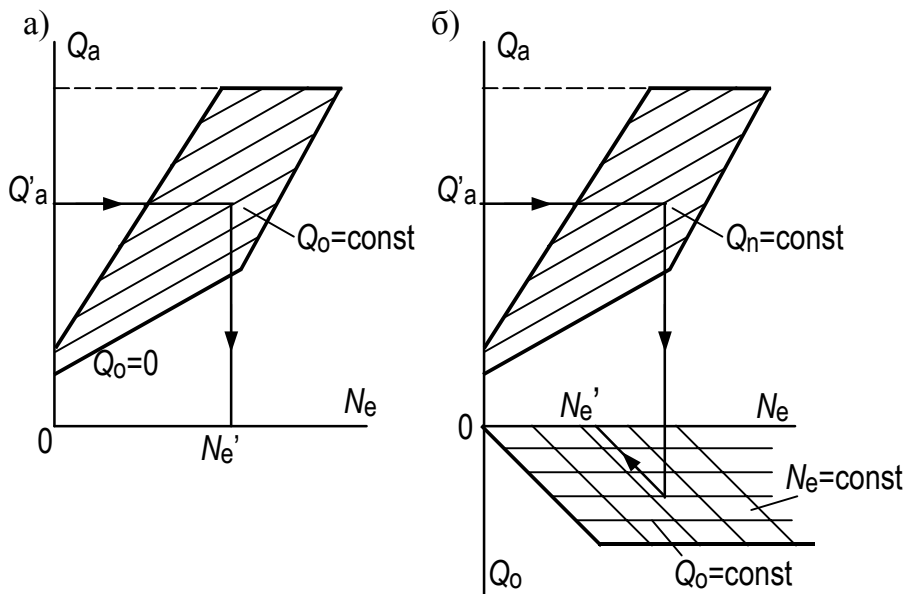


Рис. 6.5. Расходная энергетическая характеристика турбоагрегата с отбором пара и конденсацией (а) и турбоагрегата с двумя отборами пара и конденсацией (б)

Энергетическая характеристика турбоагрегата с теплофикационной турбиной и двумя отборами пара еще более усложняется и на плоскости может быть представлена лишь в виде номограммы (рис. 6.5,б). Для этого типа турбин расход подведенной мощности будет зависеть уже от трех параметров: электрической мощности $N_{\text{е}}$, величины отбора пониженного давления Q_0 (теплофикационного) и повышенного давления $Q_{\text{п}}$ (производственного), т. е. $Q_a = f(N_{\text{е}}, Q_0, Q_{\text{п}})$. Аналитическое выражение ее энергетической характеристики имеет вид

$$Q_a = Q_{\text{ХХЭ}} + \delta_{\text{К}} N_{\text{ЕК}} + \delta_{\text{Т}} N_{\text{ЕТ о}} + \delta_{\text{Т}} N_{\text{ЕТ п}} + Q_0 + Q_{\text{п}}. \quad (6.5)$$

6.1.3. Энергетическая характеристика гидроагрегатов.

Подведенная мощность гидравлической турбины N_a определяется мощностью используемого водотока

$$N_a = 9,81 \cdot Q \cdot H_p,$$

где Q – пропускная способность турбины; H_p — рабочий напор.

При постоянном значении рабочего напора $H_p = \text{const}$ подведенная мощность пропорциональна расходу воды Q .

Потери мощности разделяются на механические (постоянные при всех изменениях нагрузки) и гидравлические, состоящие из потерь части рабочего напора и зависящие от размера и типа турбины и текущей нагрузки агрегата.

На рис. 6.6 приведены расходная энергетическая характеристика и характеристика потерь для быстроходных радиально-осевых турбин. Отличительными чертами этих характеристик являются большая величина потерь холостого хода (до 30% максимальной полезной мощности турбины), понижение потерь по мере роста нагрузки до точки экономической мощности и их повышение за этой точкой. В поворотно-лопастных турбинах потери значительно снижаются. Однако для всех типов турбин характерна значительная кривизна энергетической характеристики, не допускающая ее спрямления. Влияние генератора ведет к дополнительному загибу характеристики потерь, а, следовательно, и расходной характеристики, увеличивая ее кривизну.

При изменении рабочего напора энергетическая характеристика резко изменяется за счет того, что при этом меняется и расход воды $Q = f(H_p)$.

Для оценки экономичности работы турбины при всех возможных режимах служат универсальные характеристики (рис. 6.7) вида

$$\eta = f(H_p, N_e)$$

$$Q = f(H_p, N_e).$$

Эти характеристики служат исходными для построения рабочих энергетических характеристик типа $Q = f(N_e)$ и $\eta = f(N_e)$ для любых значений напора $H_p = \text{const}$.

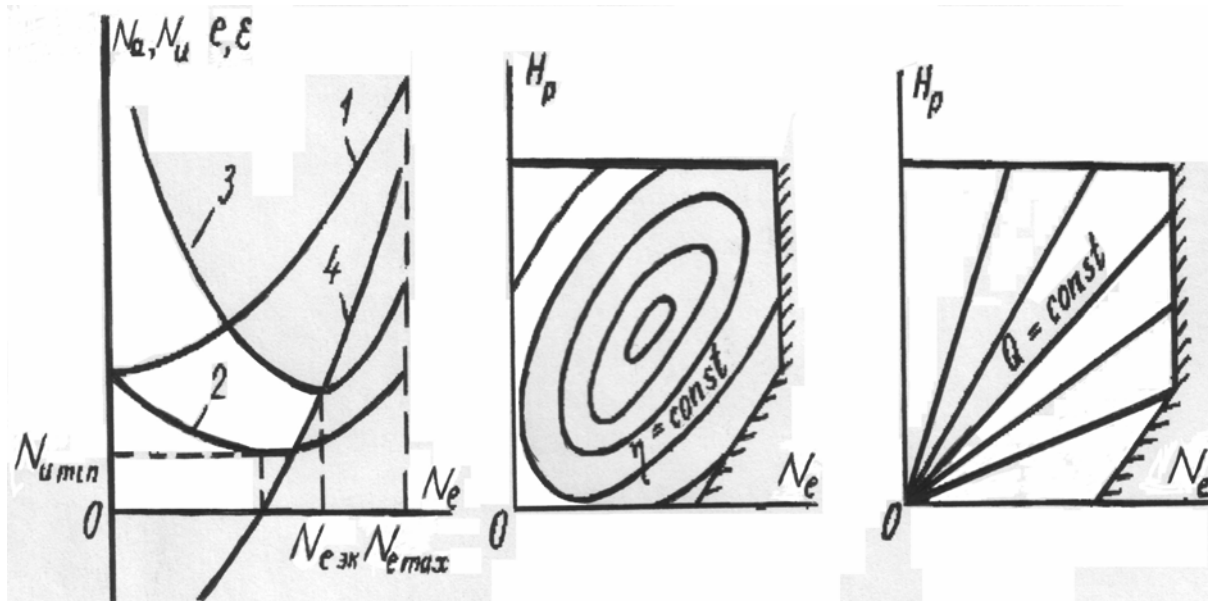


Рис. 6.6. Энергетическая характеристика гидроагрегата: расходная (1), абсолютных потерь (2), удельных (3) и частичных удельных (4) потерь

Рис. 6.7. Универсальные характеристики гидроагрегата

6.1.4. Энергетическая характеристика атомных реакторов.

Подведенная мощность ядерного реактора определяется количеством тепла, которое выделяется в единицу времени при делении нейтронами ядер расщепляющихся материалов, по формуле

$$N_a = \frac{\Sigma_f \Phi V}{3,1 \cdot 10^{10}}, \quad (6.6)$$

где Σ_f – макроскопическое сечение деления расщепляющегося материала; Φ – средняя величина потока нейтронов в реакторе; V – объем расщепляющегося материала в активной зоне реактора; $3,1 \cdot 10^{10}$ — количество делений ядер U^{235} в 1 секунду, соответствующее мощности в 1 Вт.

Полезная мощность брутто ядерного реактора, также измеряемая в электрических единицах, определяется количеством тепла, которое отводится теплоносителем из активной зоны реактора в единицу времени

$$N_{eбр} = \frac{cG(t_B - t_0)}{860} \quad (6.7)$$

где c – удельная теплоемкость теплоносителя; G – расход теплоносителя; t_b, t_0 – температура теплоносителя на выходе и входе ядерного реактора.

Основными потерями ядерного реактора являются:

- 1) потери тепла в окружающую среду путем излучения, конвекции, теплопроводности; абсолютная величина этих потерь остается постоянной при всех изменениях нагрузки, а относительная величина не превышает 0,5—1,0%;
- 2) с продувочной водой, используемой для охлаждения конструктивных элементов активной зоны реактора (система управления защитой СУЗ); эта составляющая потерь зависит от нагрузки реактора и составляет 1—1,5%.

В целом энергетическая характеристика ядерного реактора имеет линейную форму и может быть представлена зависимостью

$$N_a = N_{xx} + \delta N_e, \quad (6.8)$$

где N_{xx} — расход холостого хода, δ – частичный удельный расход топлива на производство 1 электроэнергии.

6.1.5. Энергетическая характеристика электрического оборудования.

Среди многообразия электрического оборудования рассмотрим энергетические характеристики линий электропередачи и трансформаторов. Энергетическая характеристика синхронного генератора самостоятельного значения не имеет, а лишь влияет на энергетическую характеристику того агрегата, в состав которого он включен (турбо- или гидроагрегат).

Потери активной мощности в линиях электропередачи и трансформаторах – $N_{и}$ обуславливаются как активной N , так и реактивной Q составляющей нагрузки и в общем случае включают:

- 1) постоянную составляющую потерь – $N_{и-}$, практически не зависящую от нагрузки элемента электрического оборудования и вызванную поддержанием переменного магнитного поля в магнитной цепи трансформатора, током зарядки относительно земли линии электропередачи напряжением свыше 110 кВ, потерями мощности на корону;

2) переменную составляющую потерь $N_{и \sim}$ в обмотках трансформаторов и проводах линий передач и распределительных сетей.

$$N_{и \sim} = (R/3U_{\phi}^2) (P^2 + Q^2), \quad (6.9)$$

где R – сопротивление обмоток трансформатора или проводов линий электропередачи; U_{ϕ} – фазное напряжение.

Если отсутствует реактивная нагрузка и можно пренебречь постоянной составляющей потерь, то энергетическая характеристика потерь может быть представлена следующей аналитической зависимостью (рис. 6.8, а):

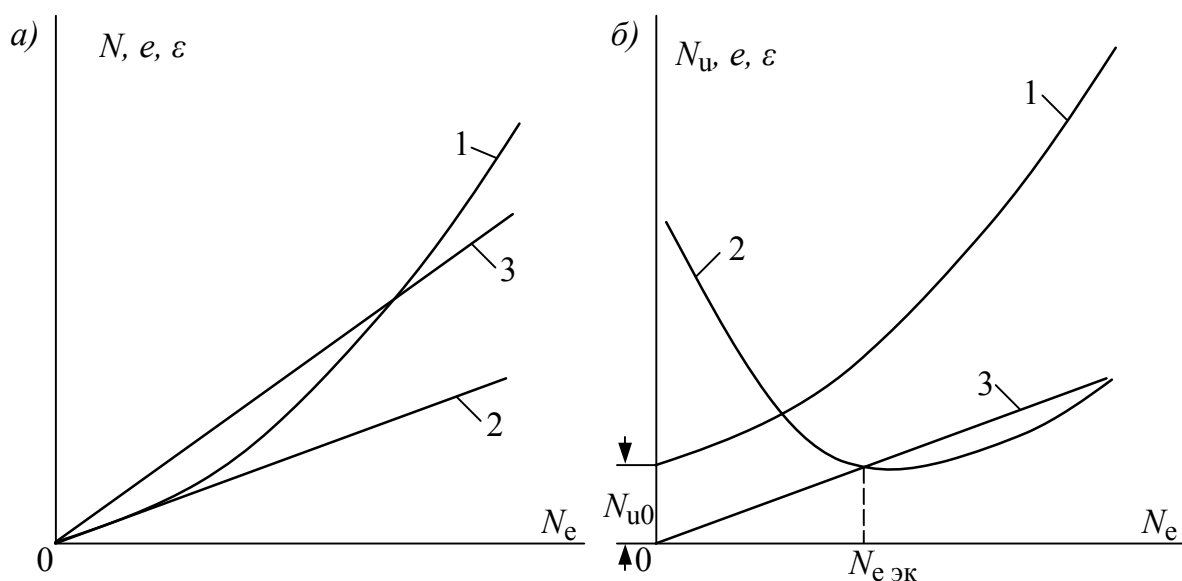


Рис.6.8. Энергетические характеристики абсолютных (1), удельных (2) и частичных удельных потерь (3) для воздушных линий электропередачи напряжением до 220 кВ (а), для трансформаторов и воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше (б)

$$N_{и \sim} \simeq N_{и \sim} = (R/3U_{\phi}^2) N^2. \quad (6.10)$$

Из данного выражения можно получить формулы для удельных e и частичных удельных потерь ε , причем $\varepsilon = 2 \cdot e$

$$e = \frac{N_{и \sim}}{N} = \frac{R}{3U_{\phi}^2} N, \quad (6.11)$$

$$\varepsilon = \frac{dN_{и \sim}}{dN} = \frac{2R}{3U_{\phi}^2} N. \quad (6.12)$$

Если постоянной составляющей пренебречь нельзя, а реактивная нагрузка может считаться постоянной, то аналитическое выражение для характеристики потерь примет вид (рис. 6.8, б),

$$N_{\text{и}} = N_{\text{и0}} + (R/3U_{\text{ф}}^2)N^2, \quad (6.13)$$

$$N_{\text{и0}} = N_{\text{и-}} + (R/3U_{\text{ф}}^2)Q^2. \quad (6.14)$$

Удельная потеря при этом определяется формулой

$$e = \frac{N_{\text{и0}}}{N} + \frac{R}{3U_{\text{ф}}^2}N, \quad (6.15)$$

а частичная удельная потеря по-прежнему определяется выражением (6.12).

Из выражения (6.15) можно определить экономическую нагрузку оборудования, при которой удельная потеря должна быть минимальной

$$\frac{de}{dN} = -\frac{N_{\text{и0}}}{N_{\text{эк}}^2} + \frac{R}{3U_{\text{ф}}^2} = 0, \quad (6.16)$$

$$N = U_{\text{ф}}\sqrt{3N_{\text{и0}}/R}, \quad (6.17)$$

причем в точке экономической мощности имеет место равенство переменной и постоянной составляющей потерь.

6.2. Энергетические характеристики электрических станций различных типов

6.2.1. Построение энергетической характеристики группы параллельно работающих агрегатов

Энергетические характеристики отдельных элементов энергетического оборудования используются для построения энергетических характеристик групп совместно работающего оборудования (например, цехов электростанций) и электрической станции в целом.

На примере оборудования, имеющего линейную форму энергетической характеристики, рассмотрим последовательность построения энергетической характеристики группы параллельно работающих агрегатов.

Для однотипного оборудования энергетические характеристики строятся по правилам преобразования линейных графиков – суммирование ве-

дется по координатным осям по характерным точкам (технический минимум, экономическая мощность, номинальная мощность).

Для разнотипного оборудования энергетические характеристики строятся, исходя из критерия минимума подведенной мощности, что означает работу агрегатов в определенной последовательности – по возрастанию частичных удельных показателей (ЧУП), т.е. сначала агрегаты с наилучшими частичными удельными показателями, потом – с наихудшими. Первоначальная точка энергетической характеристики представляет собой суммарный технический минимум всех агрегатов группы. Дальнейшая последовательность построения – по увеличению ЧУП. Последняя точка – суммарная номинальная мощность.

6.2.2. Построение и использование групповых энергетических характеристик для последовательно работающих агрегатов

6.2.2.1 Энергетическая характеристика тепловой электрической станции

Наиболее просто может быть получена расходная энергетическая характеристика конденсационной электростанции с однотипным оборудованием как зависимость расхода топлива B от электрической нагрузки станции N : $B = f(N)$. Характеристика рассчитывается для определенного состава работающего оборудования в каждой фазе. В основу ее расчета положены энергетические характеристики основного оборудования (котлов и турбин), характеристики расхода мощности механизмами собственных нужд и потерь в электрических сетях. Расчет основан на равенстве полезной мощности предыдущей фазы и подведенной мощности последующей фазы. Он проводится для характерных нагрузок станции: минимальной, максимальной и точек излома характеристик котельного и турбинного цехов (см. рис. 6.9).

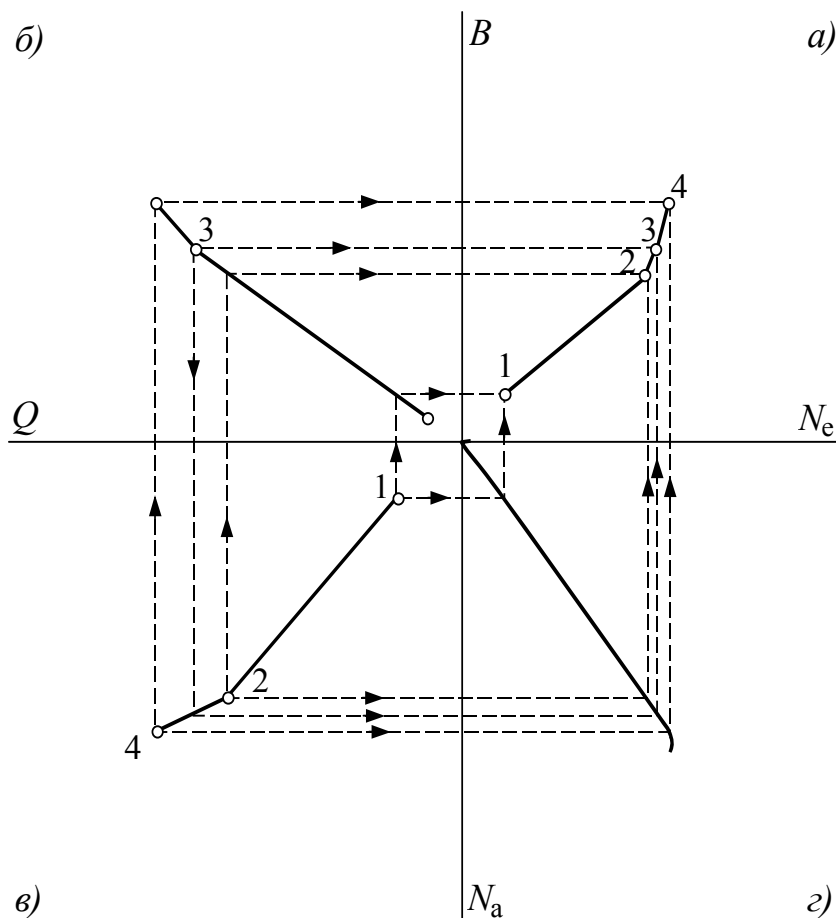


Рис. 6.9. Схема построения энергетической характеристики конденсационной электростанции (а) по энергетическим характеристикам котлоагрегата (б), турбоагрегата (в) и электрического оборудования (г)

Располагая энергетическими характеристиками $B=f(N)$, можно определить удельные и частичные удельные показатели станции: $B = f_1(N)$ и $\beta=f_2(N)$. На рис. 6.10 показан принципиальный вид расходных энергетических характеристик конденсационной электростанции $B = f(N_e)$ и характеристик частичных удельных расходов $\beta=f(N_e)$ при различных формах характеристик основного оборудования: а — энергетическая характеристика котлоагрегата кусочно-линейная, потери в сетях отсутствуют; б — энергетическая характеристика котлоагрегата кусочно-линейная, потерями в сетях пренебречь нельзя; в — энергетическая характеристика котлоагрегата криволинейная, не допускающая спрямления.

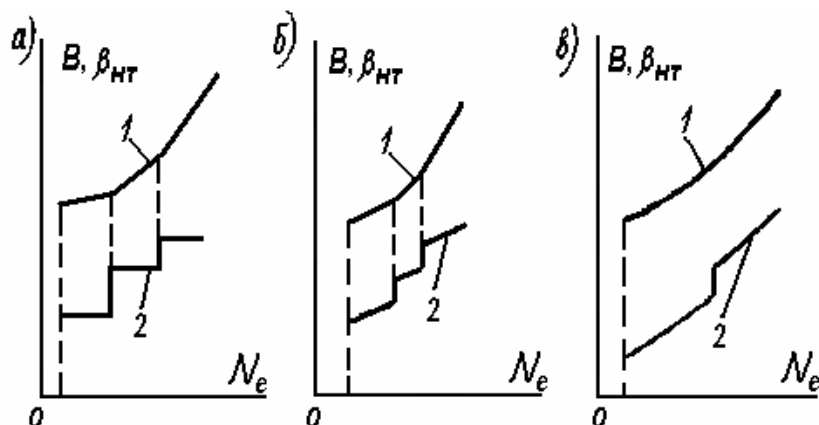


Рис. 6.10. Принципиальный вид расходных энергетических характеристик конденсационной электростанции $B = f(N_e)$ (1) и характеристик частных удельных расходов $\beta = f(N_e)$ (2) при различных формах характеристик основного оборудования

В условиях эксплуатации для получения удельных и частных удельных показателей станции в целом более удобно воспользоваться не графическим методом (изложенным выше), а аналитическим методом определения этих показателей. По этому методу значения показателей b_{HT} или β_{HT} вычисляются для последовательных характерных точек характеристик котлоагрегатов и турбоагрегатов по формулам

$$b_{HT} = b_{к\ бр} d_{м\ бр} d_{с\ т} d_{с\ э} d_p, \quad (6.18)$$

$$\beta_{HT} = \beta_{к\ бр} \delta_{м\ бр} \frac{1}{1 - \sigma_T} \frac{1}{1 - \sigma_э} \frac{1}{1 - \sigma_p}, \quad (6.19)$$

где $b_{к\ бр}$ и $\beta_{к\ бр}$ — удельный и частичный удельный расход топлива на выработку тепловой энергии брутто; $d_{м\ бр}$ и $\delta_{м\ бр}$ — удельный и частичный удельный расход тепла на выработку электроэнергии брутто; $d_{с\ т}$ и $d_{с\ э}$ — удельный расход тепла и электроэнергии на собственные нужды; d_p — удельный расход электроэнергии в сетях; σ_T $\sigma_э$ — частичная удельная потеря тепла и электроэнергии на собственные нужды; σ_p — частичная удельная потеря электроэнергии в сетях.

Если допустить линейную зависимость потерь тепла и электроэнергии на собственные нужды, то значения σ_T и $\sigma_э$ могут быть приняты постоянными при всех изменениях нагрузки станции B то же время величина

на σ_p определяется на основе сложных расчетов; если станция связана с системой длинной линией электропередачи, ее можно приближенно определить из выражения

$$\sigma_p \approx 2\hat{s}_{\max} \frac{N}{P_{\max}}, \quad (6.20)$$

где N и P_{\max} — текущая и максимальная нагрузка станции; \hat{s}_{\max} — переменная составляющая удельной потери при максимальной нагрузке станции.

Энергетические характеристики должны быть построены для всех практически встречающихся в эксплуатации вариантов сочетаний работающих котло- и турбоагрегатов.

Энергетические характеристики станции, как и характеристики отдельных агрегатов, не остаются постоянными, а претерпевают постоянные (устойчивые) и случайные (неустойчивые) изменения. Это требует рассматривать энергетические характеристики как стохастические зависимости. При этом показатели частичного удельного расхода станции в целом могут быть получены с очень ограниченной точностью — с вероятной относительной ошибкой порядка $\pm(8—10)\%$. Это, с одной стороны, вносит большую неопределенность в получение энергетических характеристик, а с другой стороны, позволяет производить упрощение их формы.

Для теплоэлектростанций энергетическая характеристика может быть получена лишь при постоянном значении тепловых нагрузок отборов турбин. В связи с этим даже при одном и том же составе работающего оборудования необходимо иметь семейство характеристик для ряда последовательных значений тепловых нагрузок.

6.2.2.2 Энергетическая характеристика гидроэлектростанции

Форма энергетической характеристики гидроэлектростанции (расходной $Q=f(N_e)$ или потерь $N_{\text{и}} = f(N_e)$) зависит от типа установленных на ней турбин. Обычно на гидроэлектростанциях устанавливают однотипные гидроагрегаты: радиально-осевые при высоких напорах ($H_p > 40$ м) и поворотно-лопастные при напоре не свыше 40 м.

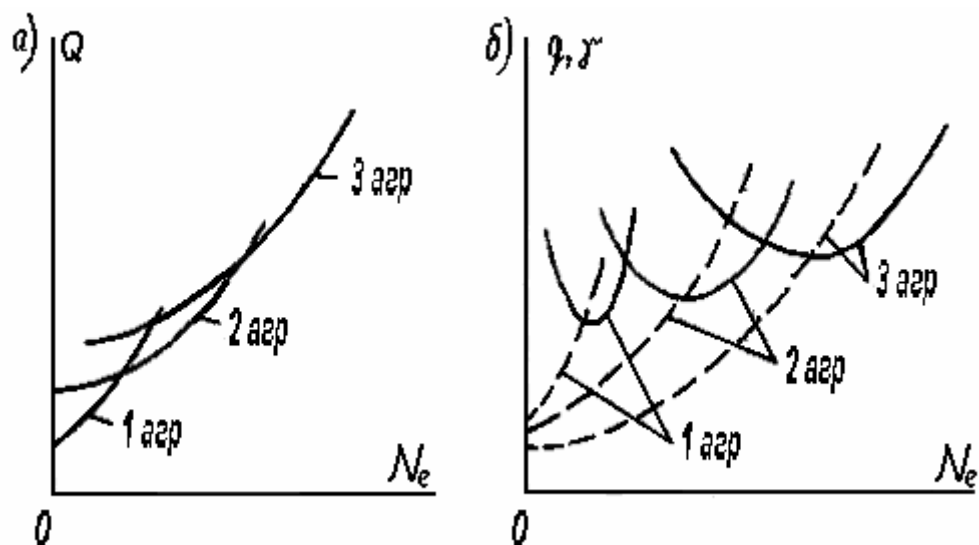


Рис. 6.11. Энергетические характеристики гидроэлектростанции, оборудованной радиально-осевыми турбинами: расходная (а), удельных (б, сплошные линии) и частичных удельных (б), штриховые линии расходов

На рис. 6.11 показаны энергетические характеристики гидроэлектростанции при установке трех однотипных радиально-осевых агрегатов при неизменном рабочем напоре $H_p = const$.

Как следует из рис. 6.11, для радиально-осевых турбин минимальный расход подведенной мощности и минимальные потери имеют место при включении в работу наименьшего числа агрегатов. Значительно более благоприятную форму имеет энергетическая характеристика гидроэлектростанции с поворотными турбинами. Она более пологая, и поэтому включение очередного агрегата экономически выгодно производить при более низких нагрузках, чем для гидроэлектростанции с радиально-осевыми турбинами, т. е. число включенных агрегатов мало влияет на экономичность их работы. В связи с постоянным колебанием напора необходимо иметь семейство энергетических характеристик гидроэлектростанций, соответствующих различным значениям напора.

6.3. Дополнительные потери переменного режима и их учет при выборе экономичного режима работы оборудования

В практических условиях эксплуатации энергетического оборудования наиболее характерна его работа не на постоянную, а на переменную нагрузку. При работе теплосилового оборудования на переменном режиме кроме

обычных потерь технологического процесса в условиях равномерного режима, учитываемых энергетическими характеристиками, появляются дополнительные потери неустановившегося режима, вызываемые разрядкой технологического процесса при изменении нагрузки оборудования или остановкой и пуском теплосилового оборудования. Наибольшее значение потери от разрядки технологического процесса могут иметь место в паровых котлах при отсутствии автоматизации производственного процесса. Однако данные по количественной оценке таких потерь отсутствуют.

Дополнительный расход первичной энергии, затрачиваемой на пуск теплосилового оборудования после его остановок, зависит от продолжительности простоя. В связи с этим для котлоагрегатов расход топлива и энергии на растопку нормируется дифференцированно в зависимости от времени простоя (6, 12 или 24 ч). Для турбоагрегатов расход тепла на пуск принимается обычно постоянным, не зависящим от времени простоя. Для современных мощных паротурбинных электрических станций с блочной схемой главных паропроводов нормируется расход энергии на пуск энергоблока в целом, который зависит от продолжительности простоя блока перед пуском и определяется по данным испытаний.

Дополнительные потери переменного режима, связанные с пуском энергоблоков, могут быть оценены количественно. Если нагрузка возрастает с $N'_{бр}$ до $N''_{бр}$ (рис 6.12,а), то переход от сочетания из n агрегатов к сочетанию из $n+1$, т. е. включение очередного агрегата, будет оправдан, если суммарная экономия подведенной энергии (топлива) ΔB_{Σ} будет больше, чем расход энергии на пуск дополнительного агрегата $B_{пуск}$.

$$\Delta B_{\Sigma} > B_{пуск} \quad (6.21)$$

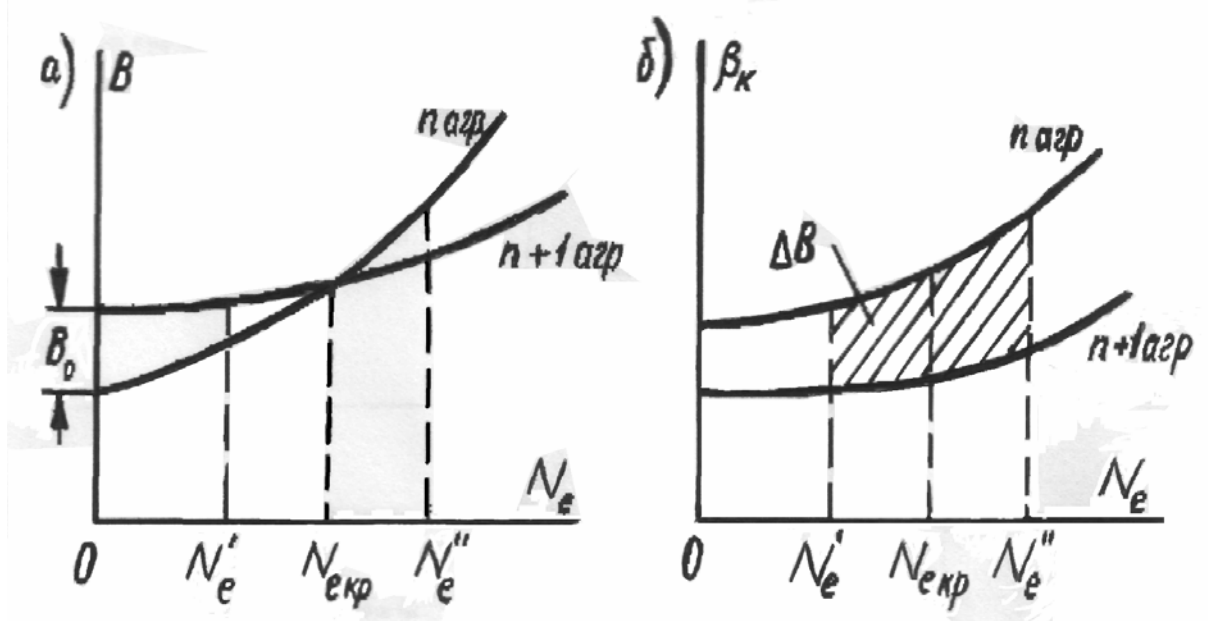


Рис. 6.12. К количественной оценке дополнительных потерь, связанных с остановкой и пуском теплосилового оборудования - расходная характеристика (а) и характеристика частичного удельного расхода (б)

Суммарная экономия топлива за все время работы новой группы оборудования из $n+1$ агрегатов составит

$$\Delta B_{\Sigma} = \int_{t_0}^{t_n} \Delta B dt, \quad (6.22)$$

где t_0 и t_n — время пуска и остановки $n+1$ агрегатов; ΔB - часовая экономия топлива от вновь включенного агрегата, равная (см. рис. 6.12, а и б).

$$\Delta B = \Delta B_{\text{раб}} - B_{\text{хх}} = \int_{N'_{\text{бр}}}^{N''_{\text{бр}}} \Delta \beta dN_{\text{бр}} - B_{\text{хх}}, \quad (6.23)$$

где $\Delta \beta = \beta_{k n} - \beta_{k n+1}$ - снижение частичного удельного расхода нетто группы после включения очередного агрегата; $B_{\text{хх}}$ — расход холостого хода включенного агрегата.

Поскольку в точке критической мощности оба сочетания равноэкономичны, то выражения (6.23) можно переписать в виде

$$\Delta B = \int_{N_{\text{бр кр}}}^{N''_{\text{бр}}} \Delta \beta dN_{\text{бр}}. \quad (6.24)$$

Аналогично можно показать, что условие (6.21) определяет также эффективность остановки одного из агрегатов при снижении нагрузки.

6.4. Контрольные вопросы

1. Виды энергетических характеристик котлоагрегатов, турбоагрегатов, гидроагрегатов, ядерного реактора и электрического оборудования.
2. Последовательность построения энергетической характеристики группы параллельно работающего оборудования.
3. Назначение и методы получения энергетических характеристик электрических станций.
4. Потери переменного режима – причины появления и влияние на режим совместной работы энергооборудования.

6.5. Контрольный тест

1. Из предложенного списка выберите методы получения энергетической характеристики котлоагрегата (гидроагрегата, электрического оборудования, турбины). Схематично изобразите энергетическую характеристику агрегата.
 - а) Математическое моделирование,
 - б) Натурные испытания,
 - в) Расчетный метод,
 - г) Модельные испытания.
2. Какое оборудование называется гидроагрегатом?
3. Какие виды потерь из предложенного списка характерны для котлоагрегата?

| | |
|---|---------------------------------|
| а) потери термодинамического цикла; | ж) гидравлические потери |
| б) тепло уходящих газов | з) охлаждение корпуса агрегата |
| в) потери тепла с продувочной водой, | и) механические потери |
| г) химический недожог топлива | к) потери на трение |
| д) тепло очаговых остатков, | л) механический недожог топлива |
| е) потери тепла путем излучения, конвекции, теплопроводности. | |
4. Что Вы знаете о переменной составляющей потерь электрического оборудования?

5. Расшифруйте все составляющие энергетической характеристики котлоагрегата – название, единицы измерения, значение:

$$B = 5,0 + 0,115 \cdot Q_e + 0,03 \cdot (Q_e - 85) .$$

6. Постройте энергетическую характеристику двух однотипных турбоагрегата с номинальной мощностью 25 МВт каждая:

$$Q = 4,0 + 2,34 \cdot N_e + 0,09 \cdot (N_e - 20) .$$

7. Изобразите характеристику гидроагрегата вида $Q = f(H_p, N_e)$. Как она называется? Расшифруйте обозначения.

8. В чем состоит отличие энергетических характеристик ГЭС с поворотно-лопастными турбинами от ГЭС с радиально-осевыми турбинами?

7. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ РАЗНОЙ СТРУКТУРЫ

7.1. Критерии эффективности выбора экономичного режима работы электростанций в системе

Основными задачами управления энергосистемами в нормальном режиме являются удовлетворение потребности в электроэнергии и тепле с соблюдением установленных требований по качеству и надежности, а также обеспечение максимальной экономичности производства, передачи и распределения энергии по всему энергообъединению в целом. Решение этих задач включает:

- улучшение показателей экономичности проектируемого и эксплуатируемого энергооборудования;

- оптимизацию состава агрегатов, включенных в работу;

- оптимизацию распределения активных мощностей между агрегатами и станциями;

- оптимизацию схемы и режима электрической сети по напряжению и реактивной мощности;

- оптимизацию использования энергоресурсов (в первую очередь возобновляемых) за весь цикл регулирования.

Часть этих задач решается на этапе долгосрочного планирования энергосистем (например, оптимизация режима гидроэлектростанций за длительный период регулирования), другие – при разработке годовых и квартальных планов ее работы (рациональное использование топливных ресурсов, оптимизация графиков капитальных ремонтов основного энергетического оборудования), третьи — при краткосрочном и оперативном планировании (оптимизация недельных и суточных режимов работы энергосистемы).

Задача обеспечения экономичности работы энергосистем на всех временных этапах является комплексной и в условиях эксплуатации должна включать одновременное решение всех перечисленных видов частных задач. Однако методы комплексной оптимизации вследствие их сложности еще не получили достаточно широкого распространения.

Принципиальное различие целей на разных этапах управления энергосистемой делает возможным использование методов многоцелевой оптимизации режимов работы ОЭС и ЕЭС России и поиска компромиссного решения относительно сформулированных критериев оптимальности (надежность, качество, объемы используемых энергоресурсов разных видов и др.). В настоящее время оптимизация каждой из задач ведется, как правило, отдельно, например, по активной и реактивной мощности.

При оптимизации суточных режимов совместной работы электростанций по активной мощности используются следующие критерии экономичности:

1) для энергосистем, состоящих только из тепловых электростанций, использующих топливо одинакового качества и цены и не имеющих ограничений по расходу топлива, за критерий оптимальности принимается минимум расхода топлива по системе;

2) для энергосистем, состоящих из тепловых электростанций и использующих топливо разного качества, и цены при отсутствии ограничений по его расходу в качестве критерия оптимальности принимается минимум стоимости расходуемого по системе топлива;

3) в энергосистемах, включающих только тепловые электростанции, при условии строго заданного расхода топлива на некоторых из них, или в энергосистемах сложной структуры, включающих тепловые и гидравлические станции, когда на суточный режим налагаются ограничения по выработке электроэнергии на ГЭС, определенные на этапе долгосрочной оптимизации, критерий оптимальности параллельной работы электростанции формулируется как минимум стоимости расходуемого топлива по системе на тех электростанциях, где расход топлива не ограничен, при условии полного использования топлива на тех электростанциях, где он жестко задан.

Оптимизация режима электрической сети по напряжению и реактивной мощности производится по критерию минимума этих потерь в сети с учетом ограничений по предельным уровням напряжения, определяемым требованием качества электроэнергии и условиями работы оборудования. Эти расчеты обычно проводятся для типовых режимов и повторяются по мере необходимости.

Работа электрических станций в условиях крупных энергообъединений (ОЭС, ЕЭС России) позволяет ставить также задачу оптимального использования энергоресурсов и располагаемых мощностей электростанций разных типов с учетом различия в структуре генерирующих мощностей, различия неравномерности графикой нагрузки отдельных энергосистем, наличия поясного сдвига времени между западными и восточными районами ЕЭС.

7.2. Выбор экономичного режима совместной работы энергооборудования при постоянной нагрузке

При параллельной работе однородного энергетического оборудования возникает задача экономичного распределения нагрузки между работающими агрегатами. Это обеспечивает экономию народнохозяйственных затрат и, прежде всего, экономию топлива.

Наиболее просто задача может быть решена, если оборудование работает на одинаковой первичной (подведенной) мощности, получаемой из общего источника, а все агрегаты покрывают общую, постоянную для них нагрузку. Критерием экономичности работы оборудования в этом случае будет минимум суммарного расхода подведенной мощности $N_{a\Sigma}$ или, что то же самое, минимум суммарных потерь $N_{и\Sigma}$, при условии покрытия заданной постоянной нагрузки $N_{e\Sigma} = const$.

Математически это формулируется следующим образом. Найти минимуму функции

$$\varphi_1 = N_{a1} + N_{a2} + \dots + N_{an} = N_{a\Sigma} \rightarrow \min \quad (7.1)$$

или

$$\varphi_2 = N_{u1} + N_{u2} + \dots + N_{un} = N_{u\Sigma} \rightarrow \min \quad (7.2)$$

при условии

$$N_{e\Sigma} = N_{e1} + N_{e2} + \dots + N_{en} = const. \quad (7.3)$$

Условие (7.3) можно переписать в виде

$$f = N_{e\Sigma} - (N_{e1} + N_{e2} + \dots + N_{en}) = 0 \quad (7.4)$$

Воспользовавшись методом Лагранжа для отыскания относительных экстремумов функции, имеющих ограничение в форме равенства, определим минимум вспомогательной функции вида

$$F = \varphi_1 + \lambda' f \rightarrow \min \quad (7.5)$$

или

$$F = \varphi_2 + \lambda'' f \rightarrow \min, \quad (7.6)$$

где λ' (или λ'') – постоянный множитель.

В задачах (7.5) и (7.6) имеем n неизвестных мощностей N_{ei} и одно неизвестное λ . Необходимым условием для получения экстремума выражения (7.5) или (7.6) (одновременно соответствующего экстремуму выражения (7.1) или (7.2)) является равенство нулю первых частных производных вспомогательной функции (7.5) или (7.6). Например,

$$\frac{\partial F}{\partial N_{ei}} = \frac{dN_{ai}}{dN_{ei}} - \lambda' = 0,$$

откуда

$$\frac{dN_{a1}}{dN_{e1}} = \frac{dN_{a2}}{dN_{e2}} = \dots = \frac{dN_{an}}{dN_{en}} = \lambda'$$

или

$$\delta_1 = \delta_2 = \dots = \delta_n = \lambda' \quad (7.7)$$

Таким образом, для обеспечения экстремального значения функций (7.1) и (7.2) все агрегаты должны работать с мощностями, соответствующими одинаковым значениям частичных удельных расходов, равных постоянной величине λ , в свою очередь зависящей от $N_{e\Sigma}$ ($\lambda' = f(N_{e\Sigma})$).

Учитывая взаимосвязь частичных удельных показателей, например, $\delta = 1 + \varepsilon$, можно от условия (7.7) перейти к условию (7.8), соответствующему экстремуму функций (7.2) и (7.6).

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \dots \varepsilon_n = \lambda' - 1 = \lambda'', \quad (7.8)$$

Однако для получения минимума суммарной подведенной мощности или потерь соблюдение условия (7.7) или (7.8) хотя и необходимо, но еще недостаточно. Чтобы эти условия соответствовали минимуму оптимизируемой функции, необходимо, чтобы энергетические характеристики оборудования были обращены выпуклостью к оси абсцисс, т. е. были вогнутыми. Такую форму имеют энергетические характеристики котлоагрегатов, гидроагрегатов, трансформаторов и линий электропередач. Для турбоагрегатов, энергетические характеристики которых линейны или обраще-

ны выпуклостью в сторону оси ординат (выпуклые), экономический режим выбирается по правилам, изложенным ниже.

Для турбоагрегатов с низкими начальными параметрами пара, имеющими энергетические характеристики выпуклой формы, соблюдение условий (7.7) и (7.8) будет – приводить не к минимуму, а к максимуму суммарной подведенной мощности или потерь. Для агрегатов с линейными характеристиками условия (7.7) и (7.8) неприменимы, поскольку отсутствуют точки с одинаковыми значениями частных удельных показателей в связи со ступенчатым характером зависимости $\delta = f(N)$. Можно показать, что экономический режим совместной работы оборудования с выпуклыми или линейными энергетическими характеристиками, обеспечивающий минимум расхода суммарной подведенной мощности или потерь, достигается последовательной догрузкой работающих агрегатов до полной мощности в порядке ухудшения их частных удельных показателей при номинальной мощности.

Суммарная нагрузка энергетического оборудования $N_{e\Sigma}$ не остается постоянной, в связи с этим состав работающего оборудования и их энергетические характеристики в отдельные моменты времени могут изменяться. Выбор оптимального состава работающего оборудования предшествует выбору экономичного режима совместной работы этого оборудования.

Построение энергетической характеристики группы совместно работающего оборудования осуществляется на основе энергетических характеристик отдельных агрегатов с учетом полученного условия экономичности совместно работающего оборудования. Наиболее просто энергетические характеристики групп оборудования получаются для однотипных агрегатов исходя из следующих простых зависимостей: $N_{a\Sigma} = N_a \cdot n$, $N_{e\Sigma} = N_e \cdot n$, $N_{u\Sigma} = N_u \cdot n$, где n – число агрегатов в группе, N_e , N_a и N_u – соответственно полезная мощность, подведенная мощность и потери отдельного агрегата. Более громоздко получение энергетических характеристик групп, состоящих из оборудования с различными энергетическими характеристиками.

При выборе состава работающих агрегатов практически могут встретиться два случая (рис. 7.1):

- 1) энергетические характеристики различных групп агрегатов не пересекаются;

2) энергетические характеристики различных групп агрегатов пересекаются.

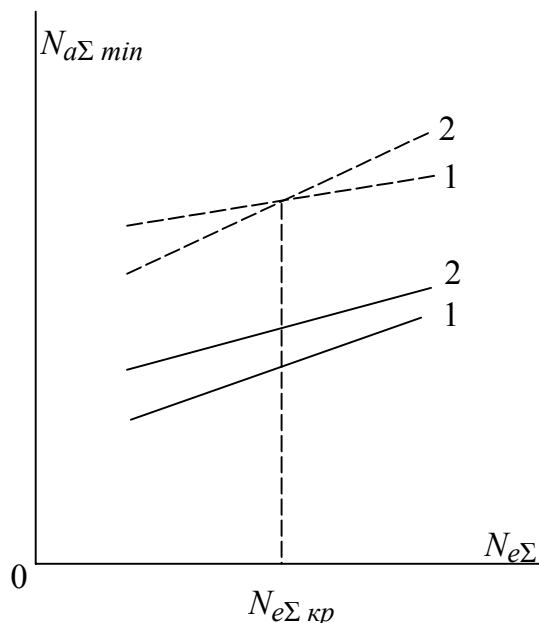


Рис 7.1. Энергетические характеристики групп совместно работающего оборудования, не пересекающиеся (сплошные линии) и пересекающиеся (штриховые линии)

В первом случае сочетание оборудования, энергетическая характеристика которого лежит ниже, будет экономичнее других при всех технически возможных для него нагрузках. Во втором случае до точки пересечения энергетических характеристик групп, более экономична одна группа, а после - другая группа, энергетическая характеристика которой проходит ниже. Таким образом, для обеспечения максимальной экономичности совместной работы энергетического оборудования при постоянной нагрузке всегда необходимо вести работу на тех группах агрегатов, энергетическая характеристика которых лежит ниже остальных.

7.3. Выбор экономичного режима совместной работы КЭС

Наиболее просто задача выбора экономичного режима совместной работы электростанций решается для энергосистемы, состоящей из конденсационных электростанций, работающих параллельно на постоянную суммарную электрическую нагрузку при условиях, когда задан состав ра-

ботающего оборудования и отсутствуют потери неравномерного режима работы.

7.3.1. Выбор экономического режима совместной работы конденсационных электростанций при использовании топлива одинакового качества и цены

Рассмотрим энергосистему, состоящую из n конденсационных электростанций, работающих на топливе одинакового качества и цены и покрывающих постоянную нагрузку системы P_c . Известны энергетические характеристики выбранного состава работающего оборудования для каждой i -й станции вида $B_i = f(N_i)$ и $\beta_i = f(N_i)$.

Задача оптимизации режима совместной работы n электростанций формулируется следующим образом – минимизировать расход топлива по системе

$$\varphi = \sum_{i=1}^{i=n} B_i \rightarrow \min \quad (7.9)$$

при условии соблюдения баланса мощности системы в каждый момент времени t

$$f = P_c + \pi + \sum_{i=1}^{i=n} N_{ci} - \sum_{i=1}^{i=n} N_{бpi}, \quad (7.10)$$

где B_i — часовой расход топлива i -й станцией; $N_{бpi}$ — активная мощность брутто i -й станции; π — потери активной мощности в сетях системы; N_{ci} — расход мощности на собственные нужды i -й станции.

Задача выбора экономического режима сводится, как было показано выше, к нахождению условного минимума функции Лагранжа

$$F = \varphi + \lambda f = \sum_{i=1}^{i=n} B_i + \lambda (P_c + \pi + \sum_{i=1}^{i=n} N_{ci} - \sum_{i=1}^{i=n} N_{бpi}) \rightarrow \min. \quad (7.11)$$

Выражение для первых производных функции Лагранжа получает для i -й станции следующей вид:

$$\frac{dB_i}{dN_{\text{бpi}}} = \beta_{\text{бpi}}$$

$$\frac{\partial F}{\partial N_{\text{бpi}}} = \frac{dB_i}{dN_{\text{бpi}}} - \lambda \left(1 - \frac{dN_{\text{ci}}}{dN_{\text{бpi}}} - \frac{\partial \pi}{\partial N_{\text{бpi}}} \right) = 0, \quad (7.12)$$

$$\frac{\partial \pi}{\partial N_{\text{бpi}}} = \sigma'_{\text{pi}}$$

где $\beta_{\text{бpi}}$ – частичный удельный расход брутто i -той станции; $\sigma_{\text{эi}}$ – частичная удельная потеря мощности на собственные нужды i -той станции; σ'_{pi} – частичная удельная потеря распределения энергии в сетях по нагрузке брутто i -той станции, причем

$$\sigma'_{\text{pi}} = \frac{\partial \pi (1 - \sigma_{\text{эi}})}{\partial N_{\text{нti}}} = \sigma_{\text{pi}} (1 - \sigma_{\text{эi}}), \quad (7.13)$$

где σ_{pi} – частичная удельная потеря распределения энергии в сетях по нагрузке *нетто* i -той станции.

Используя эти обозначения, получим условие достижения минимума функции (7.11) ,и, следовательно, функции (7.9) при условии (7.10)

$$\beta_{\text{бpi}} - \lambda \left[(1 - \sigma_{\text{эi}}) - \sigma_{\text{pi}} (1 - \sigma_{\text{эi}}) \right] = 0,$$

$$\frac{\beta_{\text{бpi}}}{(1 - \sigma_{\text{эi}})(1 - \sigma_{\text{pi}})} = \frac{\beta_{\text{нti}}}{1 - \sigma_{\text{pi}}} = \beta_{\text{ki}} = \lambda$$

$$\beta_{\text{к1}} = \beta_{\text{к2}} = \dots = \beta_{\text{кn}} = \lambda, \quad (7.14)$$

$$\beta_{\text{нti}} = \frac{\beta_{\text{бpi}}}{1 - \sigma_{\text{эi}}}$$

$$\beta_{\text{к}} = \frac{\beta_{\text{нti}}}{1 - \sigma_{\text{pi}}}$$

где $\beta_{\text{нti}}$ – частичный удельный расход *нетто* i -той станции; $\beta_{\text{к}}$ – конечный частичный удельный расход i -той станции, учитывающий потери энергии в сетях.

Таким образом, условие экономичности совместной работы электростанций в системе сводится к их работе с такими мощностями, при которых конечные частичные удельные расходы равны постоянной величине λ , зависящей от величины нагрузки системы P_c ($\lambda = f(P_c)$).

Для практической реализации условия (7.14) могут использоваться два метода выбора экономичного режима: графический и табличный.

Графический метод применим при небольшом числе электростанций. Используя зависимости $\beta_{ki} = f(N_{\text{бpi}})$ строят энергетическую характеристику системы $\beta_{\text{кc}} = f(N_{\text{e}})$. Затем, исходя из условия равенства $\beta_{ki} = \beta_{\text{кc}} = \lambda$ можно получить нагрузку каждой станции при любой нагрузке системы P_{ct} (рис. 7.2).

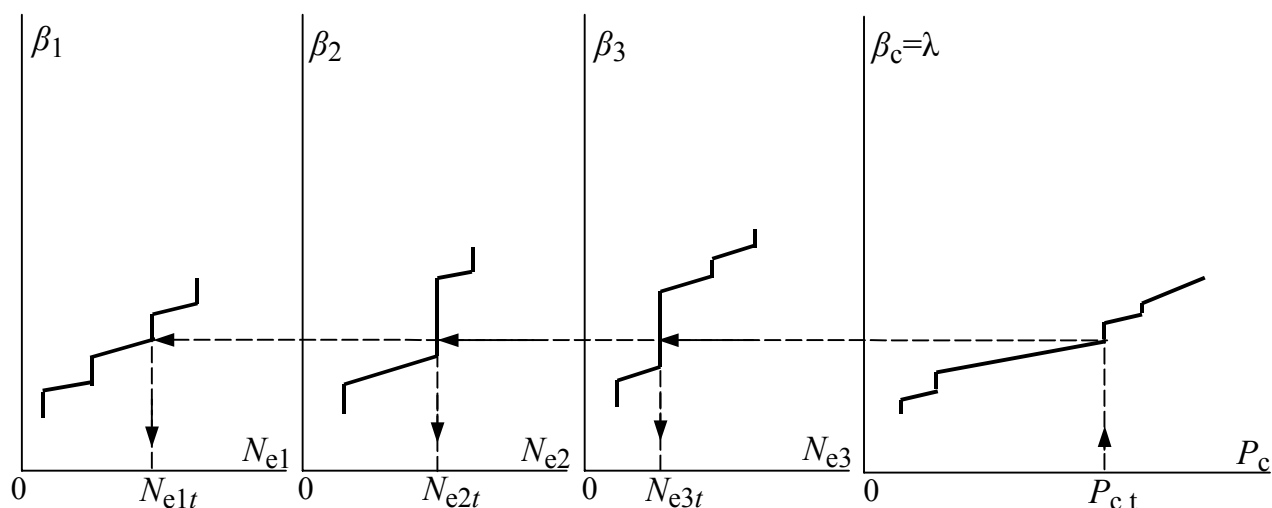


Рис. 7.2. Графический метод выбора экономичного распределения суммарной нагрузки системы между конденсационными электростанциями, использующими топливо одинакового качества и цены

Табличный метод заключается в построении так называемых диспетчерских таблиц. Эти таблицы строятся по возрастающим значениям частных удельных расходов электростанций (табл. 7.1) и позволяют определить очередность загрузки различных электростанций при изменении нагрузки энергосистемы P_{c} .

Таблица 7.1

| Частичный удельный расход, т/т/МВт·ч | Нагрузка системы, P_{c} , МВт | Нагрузка электростанций, МВт | | | | | |
|--------------------------------------|--|------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | | $N_{\text{бp1}}$ | $N_{\text{бp2}}$ | $N_{\text{бp3}}$ | $N_{\text{бp4}}$ | $N_{\text{бp5}}$ | $N_{\text{бp6}}$ |
| 0,30 | 1070 | 238 | 125 | 192 | 137 | 183 | 195 |
| 0,32 | 1080 | 238 | 135 | 192 | 137 | 183 | 195 |
| 0,34 | 1103 | 238 | 158 | 192 | 137 | 183 | 195 |
| 0,36 | 1108 | 238 | 158 | 192 | 137 | 183 | 200 |
| 0,38 | 1240 | 269 | 177 | 223 | 150 | 196 | 225 |
| 0,40 | 1354 | 269 | 205 | 264 | 165 | 198 | 253 |

Продолжение табл. 7.1

| Частичный удельный расход, туг/МВт·ч | Нагрузка системы, P_c , МВт | Нагрузка электростанций, МВт | | | | | |
|--|-------------------------------------|------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | | $N_{бр1}$ | $N_{бр2}$ | $N_{бр3}$ | $N_{бр4}$ | $N_{бр5}$ | $N_{бр6}$ |
| 0,42 | 1476 | 312 | 215 | 283 | 176 | 225 | 265 |
| 0,44 | 1525 | 326 | 224 | 283 | 176 | 240 | 276 |
| 0,46 | 1615 | 350 | 224 | 300 | 200 | 245 | 296 |
| 0,48 | 1624 | 350 | 224 | 300 | 200 | 250 | 300 |

На практике в связи со значительными трудностями, обусловленными наличием огромного числа агрегатов и электростанций в системе, а также в связи с необходимостью учета большого числа различных факторов, задача оптимизации суточных режимов работы энергосистемы решается с использованием современных методов математического программирования и вычислительной техники.

Задача выбора экономичного режима значительно усложняется, если дополнительно нужно выбрать состав работающего оборудования. При заданной постоянной величине нагрузки $P_c = \text{const}$ эта проблема может быть решена, если пренебречь влиянием потерь в электрических сетях. При этом отбор лучшего сочетания работающего оборудования для каждой электростанции может быть произведен по величине наименьшего удельного расхода нетто агрегатов, соответствующего их экономической мощности, исходя из баланса мощности системы с учетом необходимого резерва мощности $R_{рез}$.

$$\sum_{i=1}^{i=n} N_{эки} \geq P_c + R_{рез}. \quad (7.15)$$

Решение задачи выбора экономичного режима работы еще больше усложняется, если нагрузка системы изменяется во времени $P_c = f(t)$. При этом может изменяться и состав включенного оборудования. Практически эту задачу решают следующим образом. Отобрав наиболее экономичную группу оборудования для покрытия максимальной суточной нагрузки $P_{смах}$, при снижении нагрузки решают вопрос о целесообразности отключения одного из агрегатов с учетом дополнительных потерь, связанных с остановкой и последующим пуском агрегата.

7.3.2. Выбор экономичного режима совместной работы электростанций при различной стоимости топлива

В этом случае за критерий оптимальности принимается минимум стоимости расходуемого по системе топлива, т. е.

$$\varphi' = \sum_{i=1}^{i=n} u_{Ti} B_i \rightarrow \min, \quad (7.16)$$

где u_{Ti} - цена 1 т условного топлива при ограничении вида (7.10).

При этом условие экономичности распределения активной нагрузки между электростанциями сохраняет свою форму, но требует перехода от показателей частичного удельного расхода станций в условном топливе к стоимостным частичным удельным показателям

$$u_{T1} \beta_{k1} = u_{T2} \beta_{k2} = \dots = u_{Tn} \beta_{kn} = \lambda' \quad (7.17)$$

или стоимостным частичным удельным показателем, приведенным к одной стоимости топлива u_{T0}

$$\beta_{прив1} = \beta_{прив2} = \dots = \beta_{привn} = \lambda'', \quad (7.18)$$

$$\beta_{привi} = \beta_{ki} \frac{u_{Ti}}{u_{T0}}, \quad (7.19)$$

где u_{T0} — цена топлива, используемого большинством электростанций системы.

7.3.3. Выбор экономичного режима совместной работы электростанций при наличии ограниченности ресурсов

Рассмотрим энергосистему, состоящую из $n+1$ конденсационных электростанций, работающих параллельно и покрывающих нагрузку системы P_c . Из них n станций работают на топливе одинакового качества и цены и не имеют ограничений по его расходу, а $(n+1)$ -й станции задан суточный расход топлива. Принимая за критерий экономичности минимум суточного расхода топлива на всех n станциях системы при условии полного использования суточного запаса топлива на $(n+1)$ -й станции — $B_{n+1,0}$ можно сформулировать следующую задачу оптимизации суточных режимов работы электростанций.

Минимизировать функцию вида (7.9) при следующих ограничивающих условиях:

1) по балансу мощности системы в момент t

$$f_t = P_{ct} + \pi_t + \sum_i N_{cit} - \sum_i N_{\text{брит}}; \quad (7.20)$$

2) по расходу топлива $(n+1)$ -й электростанцией за сутки

$$\psi = \sum_{t=1}^{t=24} B_{n+1,t} - B_{n+1,0} = 0. \quad (7.21)$$

Вспомогательная функция Лагранжа в свернутом виде будет иметь вид

$$\Phi = \sum_{t=1}^{t=24} \varphi_t + \sum_{t=1}^{t=24} \lambda_t f_t - \lambda_\psi \psi \rightarrow \min, \quad (7.22)$$

где λ_ψ - постоянный коэффициент (множитель Лагранжа), Для отыскания неизвестных нагрузок всех станций $N_{\text{брит}}$; в каждый момент t берем частную производную функции (7.22) по $N_{\text{брит}}$. В результате получаем условие экономического распределения активной нагрузки

$$\beta_{k1t} = \beta_{k2t} = \dots = \beta_{knt} = \lambda_\psi \beta_{k n+1,t} = \lambda_t. \quad (7.23)$$

Для определения величины λ_ψ используется метод подбора. Этот коэффициент зависит от заданного объема энергоресурса и является постоянным для всего периода, на который этот объем задан. Если $\lambda_\psi = 1$, то ограничения по расходу энергоресурса отсутствуют и $\beta_{k n+1,t} = \lambda_t$; если $\lambda_\psi > 1$, то $\beta_{k n+1,t} < \lambda_t$, а заданный расход энергоресурса меньше того расхода топлива, который имел бы место при $\lambda_\psi = 1$; наконец, если $\lambda_\psi < 1$, то $\beta_{k n+1,t} > \lambda_t$ а заданный расход энергоресурса больше того расхода, который был бы при $\lambda_\psi = 1$. На рис. 7.3 показан графический способ распределения суммарной нагрузки между тремя электростанциями, когда на первых двух отсутствуют ограничения по расходу топлива, а на третьей этот расход задан.

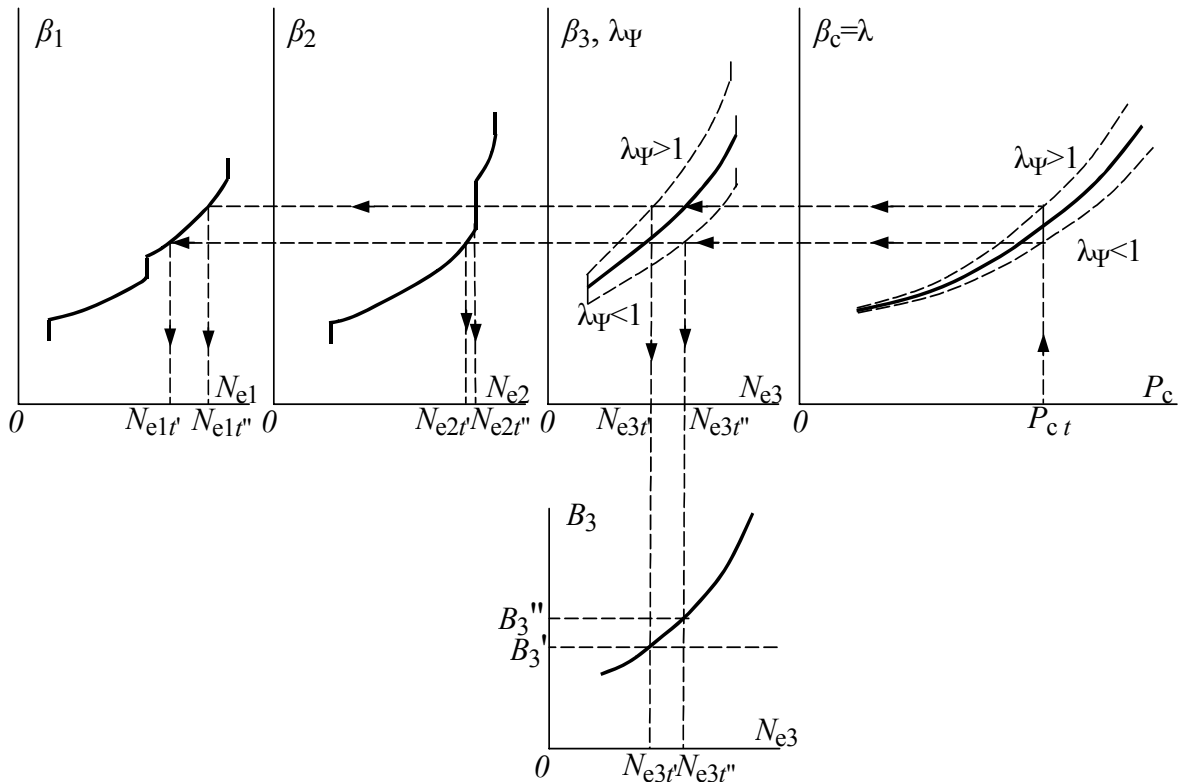


Рис.7.3. Графический метод выбора экономического распределения суммарной нагрузки системы между электростанциями, когда на одной из них задан суточный расход топлива

7.4. Выбор экономического режима совместной работы конденсационных и гидравлических электростанций в энергосистемах

Выбор экономического режима совместной работы конденсационных и гидравлических электростанций является наиболее характерной задачей эксплуатации большинства энергосистем страны.

Современные энергосистемы включают различные типы электростанций, объединенных электрической сетью. При наличии в системе двух типов электростанций - тепловых и гидравлических, вопрос выбора экономического режима их совместной работы отпадает для следующих случаев:

1. При отсутствии водохранилища, позволяющего регулировать нагрузку гидроэлектростанции;
2. В период паводка, когда для уменьшения холостых сбросов воды через плотину гидроэлектростанция загружается на полную мощность;

3. В маловодный период режим работы гидроэлектростанций определяется не условиями экономичности, а соображениями надежности работы системы и балансом ее мощности.

Во всех остальных случаях для каждой гидроэлектростанции, независимо от цикла ее регулирования (годовое, недельное, суточное), может быть установлен ее суточный расход энергоресурса $Q_{сут}$, который определяется однозначно при принятом диспетчерском графике сработки и наполнения водохранилища из условия оптимального использования воды за весь цикл регулирования. В этом отношении совместная работа тепловых и гидравлических станций аналогична случаю совместной работы конденсационных электростанций, когда на некоторых из них жестко задан суточный расход топлива. За критерий оптимальности совместной работы тепловых и гидравлических станций принимается минимум расхода топлива на n тепловых электростанциях

$$\varphi_t = \sum_{i=1}^{i=n} B_{it} \rightarrow \min \quad (7.24)$$

при условии полного использования заданного суточного расхода воды на каждой из m гидроэлектростанций

$$\psi_j = \sum_{t=1}^{t=24} Q_{jt} - Q_{сутj} = 0 \quad (7.25)$$

и соблюдении баланса мощности системы в каждый момент времени t

$$f_t = P_{ct} + \pi_t + \sum_{i=1}^{i=n} N_{cit} - \sum_{i=1}^{i=n} N_{\text{брит}i} - \sum_{j=1}^{j=m} N_{\text{брит}j} = 0, \quad (7.26)$$

где Q_{jt} – расход воды на j -й гидроэлектростанции в момент t ; $N_{\text{брит}i}$ и $N_{\text{брит}j}$ – мощность брутто i -й тепловой и j -й гидравлической станции.

Вспомогательная функция Лагранжа в свернутом виде может быть представлена выражением

$$\Phi = \sum_{t=1}^{t=24} \sum_{i=1}^{i=n} B_{it} + \sum_{t=1}^{t=24} \lambda_t f_t + \sum_{j=1}^{j=m} \lambda_{\psi j} \psi_j \rightarrow \min. \quad (7.27)$$

Приравнявая нулю первые частные производные функции Лагранжа по нагрузке тепловых и гидравлических станций в каждый момент времени, получим следующие условия экономичности их совместной работы:

$$\frac{\beta_{\text{брит}}}{(1 - \sigma_{\text{эi}})(1 - \sigma_{\text{pi}})} = \lambda_{\Psi j} \gamma_{jt} = \lambda_t, \quad (7.28)$$

где γ_{jt} - частичный удельный расход воды на j -й гидростанции.

Таким образом, для обеспечения экономичного суточного режима совместной работы тепловых и гидравлических станций в системе необходимо, чтобы в каждый момент времени они работали с нагрузкой, отвечающей условию (7.28). Причем, если величина коэффициента λ_t зависит от нагрузки системы P_{ct} , то коэффициентов $\lambda_{\Psi j}$ — от заданного расхода гидроресурса $Q_{\text{сут } j}$. Коэффициент $\lambda_{\Psi j}$ имеет размерность ту.т/м³ и показывает, какую экономию топлива мы получаем при использовании 1 м³ воды на гидростанции. Определяется он методом подбора.

Практическое использование условия (7.28) аналогично использованию условия (7.23).

Дополнительные трудности выбора экономичного режима совместной работы тепловых и гидравлических станций возникают в случае, когда рабочий напор H_p на гидростанциях не остается постоянным и существенно зависит от расхода воды и сработки водохранилища.

7.5. Экономические вопросы эксплуатации электрических сетей

Основная задача эксплуатации электрических сетей – снижение потерь электроэнергии во всех ее элементах.

Уравнение потерь на участке трехфазной сети (не имеющей отводов) выглядит следующим образом:

$$N_u = 3 \cdot R \cdot I^2 = \frac{3 \cdot R}{U^2} \cdot (P_{\text{акт}}^2 + P_{\text{реак}}^2) = \frac{3 \cdot R}{U^2} \cdot P_{\text{акт}}^2 \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi) = \frac{3 \cdot R \cdot P_{\text{акт}}^2}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi}, \quad (7.29)$$

где U – линейное напряжение, R – активное сопротивление проводов каждой фазы, P – нагрузка сети (активная и реактивная), определяемая потребителем.

При заданной активной нагрузке потери будут уменьшаться при увеличении уровня напряжения в сети и $\cos \varphi$. Конкретные пути снижения потерь зависят от класса сети по напряжению, а именно – сети низкого на-

пряжения (ниже 0,4 кВ), среднего (от 6 кВ до 35 кВ) и высокого (110 кВ и выше).

Рассмотрим сети низкого напряжения. Целью эксплуатации является минимум отклонений уровня напряжения от стандарта. Уровень потерь в этих сетях зависит от режима активной и реактивной нагрузки потребителей. Уровень напряжения остается фиксированной величиной, т.к. является показателем качества электроэнергии (т.е. стандартом) для потребителя. Пути снижения потерь следующие:

1. Повысить $\cos\varphi$ путем снижения передаваемой по сетям реактивной мощности. Это достигается проведением соответствующей тарифной политики, направленной на стимулирование потребителей к установке оборудования компенсирующего избыточную реактивную мощность (синхронные компенсаторы и др.).
2. Снизить суточную неравномерность потребления энергии. Это достигается путем применения тарифов, дифференцируемых по зонам суток (пиковая, полупиковая и базисная часть графика нагрузки).

Рассмотрим сети среднего напряжения. Целью эксплуатации является минимум суммарных потерь во всех элементах сети. Пути снижения потерь следующие:

1. Регулировать уровень напряжения на подстанциях, чем оно выше, тем ниже потери. Это самый эффективный способ.
- 2 и 3. - те же, что и для сетей низкого напряжения.

Рассмотрим сети высокого напряжения (высоковольтные сети). Цель эксплуатации таких сетей определяется конфигурацией высоковольтных сетей. Существует две разные схемы.

Первая схема применяется для энергосистем, обслуживающих регион с потребительской нагрузкой, распределенной по большой территории.

Вторая схема применяется для энергосистем, обслуживающих регион с большой потребительской нагрузкой, сосредоточенной на небольшой территории. Такая конфигурация называется высоковольтное кольцо и оно применяется для электроснабжения городов с населением более 500 тыс.чел.

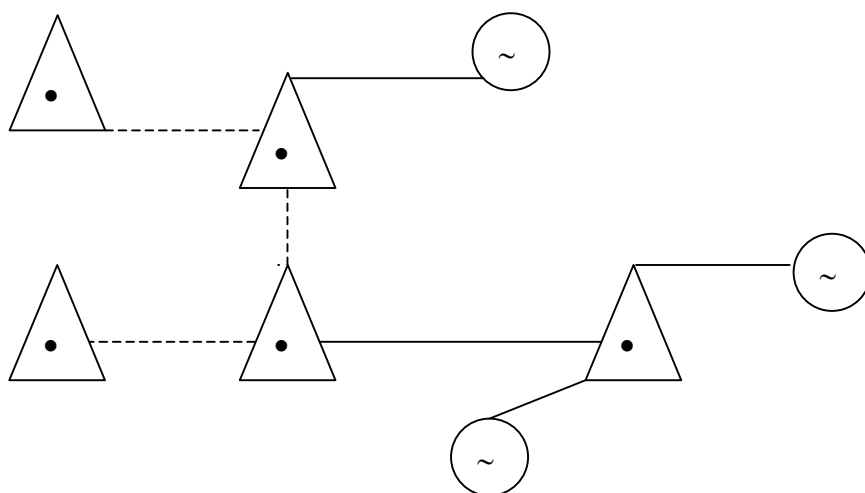


Схема 1.

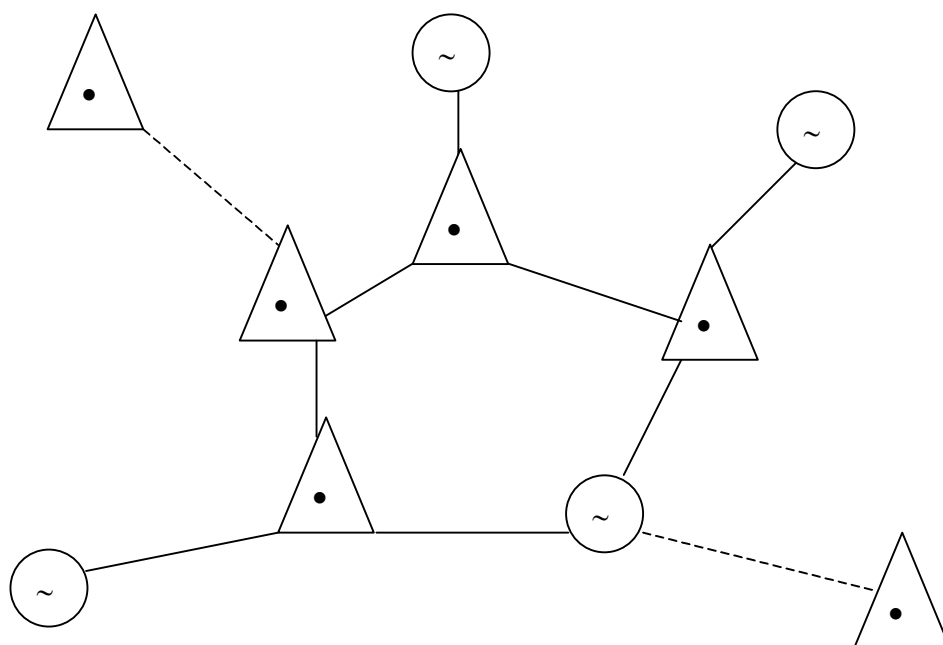


Схема 2.

На этих схемах есть два типа линий – штриховые и сплошные.

Рассмотрим штриховые линии. Их нагрузка определяется только режимом работы потребителя. Цель их эксплуатации – минимум суммарных потерь во всех элементах сети Пути снижения потерь – повысить $\cos \varphi$ и повысить уровень напряжения (путем установления регулирующих устройств на обоих концах участка линии), т.е. те же, что и для сетей среднего напряжения.

Рассмотрим сплошные линии. Их нагрузка зависит от распределения суммарной нагрузки системы между электростанциями. Цель эксплуата-

ции – не минимум суммарных потерь, а минимум топлива (или стоимости топлива) в энергосистеме в целом. Потери мощности учитываются при выборе режима работы энергосистемы. Например, потери могут быть больше, но и экономия топлива больше при использовании удаленной от потребителей КЭС работающей на дешевом топливе.

7.6. Экономика эксплуатации межсистемных линий электропередачи (МЭП)

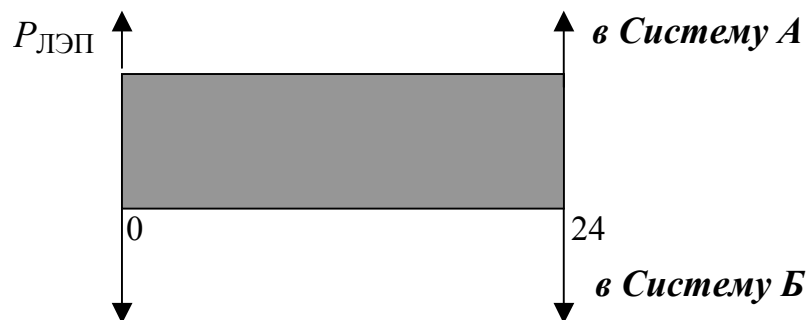
МЭП соединяет две соседние энергосистемы. Применение МЭП должно быть экономически выгодно как для отдельных энергосистем, так и для отдельных электростанций.

Преимущества применению МЭП:

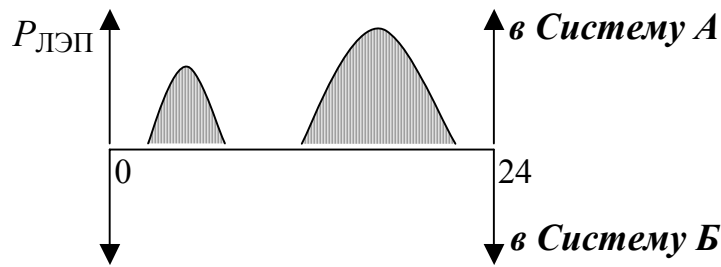
1. Снижение ущерба от нарушения надежности энергоснабжения;
2. Снижение суммарного уровня резерва мощности в соседних энергосистемах;
3. Увеличение эффективности использования энергоресурсов (Например, вместо угольных КЭС Донбаса используются Волжские ГЭС).

Случаи применения МЭП.

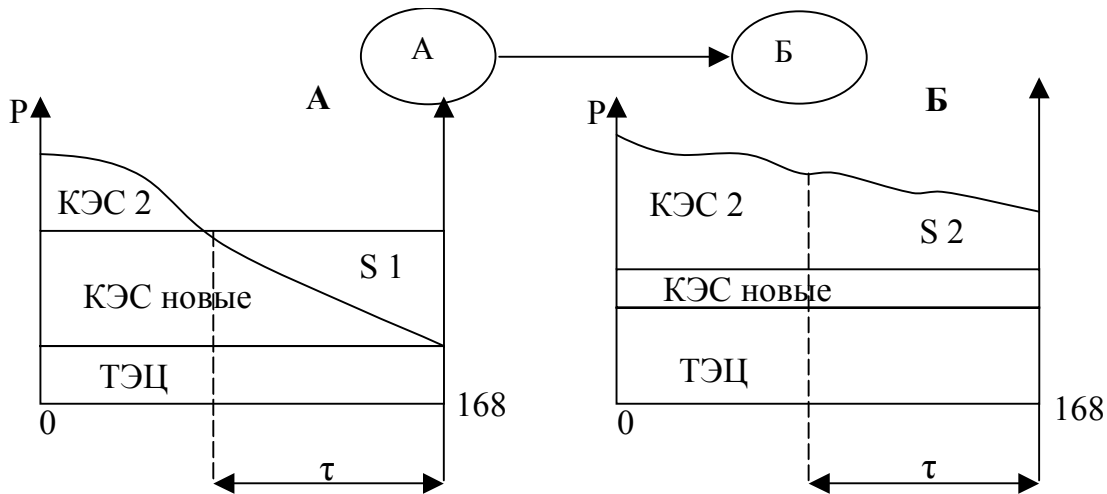
1. Систематический дефицит энергии и мощности в одной из энергосистем, предусмотренный планом ее развития. Например, Канско-Ачинский регион снабжает электроэнергией Европейскую часть России.



2. Сезонный (суточный) дефицит энергии и мощности, обусловленный медленным вводом нового оборудования в эксплуатацию, или ремонтом крупных энергоблоков, или недостатком энергоресурса.



3. Возможность уменьшения суммарных затрат на топливо в энергосистемах А и Б за счет передачи электроэнергии, вырабатываемой на экономичных электростанциях. В этом случае Учитываются потери мощности при ее передачи из системы А в систему Б. Рассмотрим пример работы энергосистем за неделю – 168 часов.



Обозначения: КЭС 2 – неэкономичные (старые КЭС), S 1 – дополнительная энергия, вырабатываемая на экономичном оборудовании системы А и передаваемая в систему Б, где вытесняется неэкономичное оборудование в зоне S 2. Соотношение этих величин $S 1 = S 2 + \pi_{\text{потери}}$.

$$\mathcal{E} = Z_{\text{топл}}^B - Z_{\text{топл}}^A \rightarrow \max \quad (7.30)$$

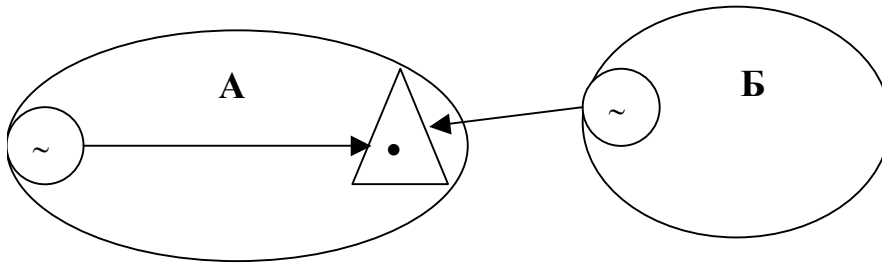
Цель решения этой задачи – максимальная экономия стоимости топлива.

$$Z_{\text{топл}}^B = \sum_{t=1}^{\tau} C_B \cdot \beta_{Bt} \cdot P_t \cdot t \quad (7.31)$$


$$Z_{\text{топл}}^A = \sum_{t=1}^{\tau} C_A \cdot \beta_{At} \cdot (P_t + \pi_t) \cdot t \quad (7.32)$$

4. Снижение суммарных потерь мощности в системах А и Б за счет перераспределения нагрузки оборудования этих систем.

Например, потребителя из системы А выгоднее обеспечить энергией от электростанции, находящейся в системе Б, т.к. она расположена ближе.



Условные обозначения: потребитель энергии – 

источник энергии (ТЭС, ГЭС) – 

5. Снижение затрат на создание и содержание резервов мощности при объединении систем А и Б.

7.7. Контрольные вопросы

1. Перечислите критерии эффективности выбора экономичного режима работы электростанций в системе.
2. Последовательность выбора экономичного режима работы оборудования.
3. Выбор экономичного режима совместной работы КЭС.
4. Выбор экономичного режима совместной работы электростанций при различной стоимости топлива.
5. Выбор экономичного режима совместной работы электростанций при наличии ограничений по расходу топлива.
6. Выбор экономичного режима совместной работы конденсационных и гидравлических электростанций в энергосистемах.
7. Экономические вопросы эксплуатации электрических сетей.
8. Случаи применения межсистемных линий электропередач.

7.8. Контрольный тест

1. Что означает следующее математическое выражение:

$$\delta_1 = \delta_2 = \dots = \delta_n = \lambda.$$

Расшифруйте все составляющие.

2. Каков механизм выбора экономического режима совместной работы оборудования с выпуклыми или линейными энергетическими характеристиками.
3. Расставьте перечисленные задачи в соответствии с последовательностью их решения.
 - а) выбор экономичного режима совместной работы этого оборудования,
 - б) выбор оптимального состава работающего оборудования,
 - в) построение энергетической характеристики группы совместно работающего оборудования.
4. Изложите суть графического метода выбора экономического режима конденсационных электростанций.
5. Что означает условие $\lambda_{\psi} < 1$ при выборе экономичного режима совместной работы КЭС при наличии ограничений по расходу топлива.
6. Перечислите случаи когда выбор экономичного режима совместной работы КЭС и ГЭС не возможен.
7. Каковы пути снижения потерь в сетях низкого напряжения?
8. Перечислите преимущества применения межсистемных линий электропередачи.

8. ОРГАНИЗАЦИЯ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ИХ ОБЪЕДИНЕНИЙ

8.1. Оперативно-диспетчерское управление в энергетике

Главной задачей оперативного управления энергосистемой является разработка оптимальных режимов энергосистемы, их оперативное ведение и корректирование в соответствии с реально складывающимися условиями эксплуатации всех элементов системы.

Разрабатываемые режимы работы энергетического оборудования должны обеспечивать: надежность энергоснабжения потребителей, стандартное качество энергии, минимум затрат.

Для решения этих задач создаются службы диспетчерского или оперативного управления. Они имеют жесткую иерархическую структуру, состоящую из четырех уровней:

1 уровень – ЕЭС России – центральное диспетчерское управление (ЦДУ) или системный оператор (СО).

2 уровень – ОЭС - объединенное диспетчерское управление (ОДУ). В России семь региональных диспетчерских управлений объединенных энергосистем Центра, Северо-Запада, Средней Волги, Северного Кавказа, Урала, Сибири и Востока.

3 уровень – АО – энерго (энергосистем), Центральный диспетчерский пункт (ЦДП) или центральная диспетчерская служба (ЦДС) или Диспетчерский центр.

4 уровень – Диспетчерские пункты управления электростанций и предприятий электрических сетей (ДП), дежурный инженер. Например, на станциях – дежурная смена станции, в тепловой сети – диспетчерская служба тепловой сети, на предприятии электрических сетей – оперативно-диспетчерская служба сетевого предприятия.

Жесткая иерархия определяется оперативной подчиненностью нижних уровней управления верхним. Такая территориальная иерархия предполагает и разделение функций оперативно-диспетчерского управления. Так, ЦДУ координирует работу энергетической отрасли в целом, ОДУ ре-

гулирует режим объединенной энергосистемы, ЦДП АО-энерго – ведет режим энергосистемы и осуществляет руководство оперативным персоналом электростанций и сетей.

В оперативном управлении выделяют временные и ситуативные задачи.

Временная иерархия.

1. Планирование режимов (перспективное, текущее, оперативное) – решается на 1 уровне.
2. Оперативное управление суточными плановыми режимами и их корректировка в соответствии с реально складывающимися условиями эксплуатации – решается на 2 и 3 уровнях.
3. Автоматическое управление режимами внутри суток с помощью устройств режимной автоматики – решается на 4 уровне.

Ситуативная иерархия.

1. Управление режимами в нормальных условиях эксплуатации – решается на 1 и 2 уровнях.
2. Управление режимами в аварийных условиях эксплуатации – решается на 3 и 4 уровнях.
3. Управление режимами в послеаварийных условиях эксплуатации – решается на 3 и 4 уровнях. Чем более сложнее ситуации, тем больше самостоятельности у оперативного персонала нижних уровней управления.

В оперативном управлении решение задач планирования, оперативного и автоматического управления осуществляется на базе развитой компьютерной автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ). АСДУ – иерархическая сеть управляющих информационно-вычислительных центров ЦДУ, ОДУ и энергосистем ЕЭС России, связанных между собой и с энергообъектами каналами телемеханики и связи. Компьютерные системы оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России – это локальные сети, включающие UNIX-рабочие станции, мощные серверы и персональные компьютеры, управляемые современными операционными системами UNIX, WINDOWS 98/NT, OS/2, NOVELL и другие.

8.2. Организационные формы диспетчерского управления

ЦДУ и ОДУ представляют собой самостоятельные предприятия. Их организационная структура выглядит следующим образом:

Режимно-технологический блок:

- диспетчерская служба;
- служба релейной защиты и автоматики;
- служба электрических и энергетических режимов;
- служба топливоиспользования;
- служба оперативной информации и перспективного развития ЕЭС России.

Информатизационный блок:

- служба телемеханики и связи;
- служба вычислительной техники;
- служба математического обеспечения;
- служба автоматизированных систем диспетчерского управления.

Общезональный блок:

- служба энергообеспечения;
- служба эксплуатации здания;
- бухгалтерия, плановый отдел и другие службы.

ЦДС энергосистемы возглавляется главным диспетчером, которому подчинены специализированные службы и отделы:

1. Служба режимов – разрабатывает оперативные режимы энергосистемы и ее структурных подразделений, включает в себя 5 групп
 - группа электрических режимов станций,
 - группа электрических режимов сетей,
 - группа регулирования напряжения и распределения реактивной нагрузки,
 - группа тепловых режимов,
 - группа оперативного планирования.
2. Гидрологическая служба. Создается в энергосистемах, в состав которых входят ГЭС. Задача службы – обработка и использование метеорологи-

ческих и гидрологических сведений для разработки оптимальных режимов для ГЭС.

3. Центральная оперативно-диспетчерская служба, в оперативный состав которой входит дежурный диспетчер смены. Дежурному диспетчеру оперативно подчинены дежурные инженера всех электростанций и сетей. Служба выполняет только оперативные функции по обеспечению оптимального режима работы энергетического оборудования, а именно: регулирование режима системы в соответствии с планом-графиком и коррективами диспетчеров вышестоящего уровня, координация действий оперативного персонала структурных подразделений системы, контролирование схем и режимов питающей сети в системе, корректировка режимов сети с целью достижения устойчивой параллельной работы электростанций и надежности питания основных нагрузочных узлов, корректировка распределения мощности между станциями при изменении условий их эксплуатации, регулирование напряжения в контрольных точках системы.

Главным оперативным руководителем энергосистемы является дежурный диспетчер. Все оборудование системы находится в его распоряжении, т.е. оборудование может находиться в оперативном управлении или в ведении. В оперативном управлении находится то оборудование, операции с которым оказывают влияние на энергобаланс системы, на качество энергии, на надежность и экономичность работы энергосистемы. Операции с таким оборудованием осуществляются по указаниям дежурного диспетчера. В ведении дежурного диспетчера находится все остальное оборудование, которое принимает участие в производстве и передачи энергии. Операции с таким оборудованием проводят диспетчера 4 уровня, но с согласия дежурного диспетчера системы.

8.3. Контрольные вопросы

1. Главная задача оперативно-диспетчерского управления в энергетике.
2. Уровни оперативно-диспетчерского управления в энергетике.
3. Организационные формы диспетчерского управления в энергосистеме.

8.4. Контрольный тест

1. Из предложенного списка выберите временные задачи оперативного управления. Какие из них решаются на втором уровне управления?
 - а) Планирование режимов (перспективное, текущее, оперативное),
 - б) Управление режимами в нормальных условиях эксплуатации,
 - в) Оперативное управление суточными плановыми режимами и их корректировка в соответствии с реально складывающимися условиями эксплуатации,
 - г) Управление режимами в аварийных условиях эксплуатации – решается на 3 и 4 уровнях.
 - д) Автоматическое управление режимами внутри суток с помощью устройств режимной автоматики,
 - е) Управление режимами в послеаварийных условиях эксплуатации.
2. Какие из предложенного списка службы входят в состав режимно-технологического блока ЦДУ и ОДУ?
 - а) служба энергообеспечения;
 - б) диспетчерская служба;
 - в) служба эксплуатации здания;
 - г) служба телемеханики и связи;
 - д) служба электрических и энергетических режимов;
 - е) служба автоматизированных систем диспетчерского управления;
 - ж) служба математического обеспечения;
 - з) служба оперативной информации и перспективного развития ЕЭС России;
 - и) служба топливообеспечения;
 - к) служба вычислительной техники
 - л) бухгалтерия;
 - м) служба релейной защиты и автоматики;
 - н) плановый отдел.
3. Перечислите специализированные отделы ЦДС энергосистемы.
4. Что Вы знаете о гидрологической службе?
5. Какое оборудование находится в ведении диспетчера?
6. Кто является главным оперативным руководителем энергосистемы?
 - а) генеральный директор;
 - б) главный инженер;
 - в) дежурный диспетчер.

ЛИТЕРАТУРА

1. О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в РФ (с изменениями на 31 декабря 2005 года). Федеральный закон Российской Федерации от 14.04.1995 № 41-ФЗ.
2. О естественных монополиях (с изменениями на 31 декабря 2005 года). Федеральный закон Российской Федерации от 17.08.1995 № 147-ФЗ.
3. Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты РФ и признании утратившими силу некоторых законодательных актов РФ в связи с принятием Федерального закона "Об электроэнергетике". Федеральный закон Российской Федерации от 26 марта 2003 г. № 36-ФЗ.
4. Об электроэнергетике. Федеральный закон Российской Федерации от 26.03.2003 № 35-ФЗ.
5. О реформировании электроэнергетики РФ. Постановление Правительства Российской Федерации от 11.08.2001 № 526.
6. О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии. Постановление Правительства РФ от 26 февраля 2004 года №109.
7. Артюгина И.М., Огороков В.Р. Методы технико-экономического анализа в энергетике. - Л.: Наука, 1988. - 264 с.
8. Барыкин Е.Е., Косматов Э.М., Миролюбов А.А., Малькова Л.И. Себестоимость, реализация и прибыль в энергетическом объединении. Учебное пособие. СПбГТУ, 1992.- 88 с.
9. Воропаева Ю.А., Лисочкина Т.В., Малинина Т.В. Экономика и менеджмент в энергетике: Сборник задач и упражнений. СПб.: Изд-во СПбГТУ, 2003. 52 с.
10. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Эффективная энергокомпания: Экономика. Менеджмент. Реформирование. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2002. – 544 с.
11. Гуцев В.Н., Лисочкина Т.В. Техничко-экономические основы управления режимами работы энергетического оборудования электро-энергетических систем. Учебное пособие. – Л.: Изд. ЛПИ, 1981. – 80 с.
12. Комплексный анализ эффективности технических решений в энергетике./Под ред. В.Р.Огорокова, Д.С.Щавелева. - Л.:Энергоатомиздат, 1985. - 176 с.
13. Кузьмин В.В., Образцов С.В. Государственное регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию в России. Учебное пособие. – М.: ИПКгосслужбы, 1998. – 176 с.
14. Методы анализа и прогнозирования показателей производственно-хозяйственной деятельности энергетических объединений./ Е.Е. Барыкин, О.В.Зайцев, Э.М.Косматов,А.А.Миролюбов; Под ред. П.М.Шевкоплясова. - СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отд-ние, 1994. - 144 с.

15. Многокритериальность и неопределенность в задачах планирования экономической деятельности предприятий. Учебное пособие. / Барыкин Е.Е., Воропаева Ю.А., Долгов П.П., Косматов Э.М., Ногин В.Д. - СПбГТУ, 1998.- 40 с.
16. Мескон М., Альберт М., Хедоури Ф. Основы менеджмента. Пер. с англ. Академия народного хозяйства при Правительстве Р.Ф. - М., "Дело", 1994.- 702 с.
17. Огороков В.Р., Лисочкина Т.В. Технико-экономическое обоснование решений в энергетике. - Л.: Изд.ЛПИ, 1981. - 80 с.
18. Организация, планирование и управление в энергетике: Учебник/ Алексеев Ю.П., Кузьмин В.Г., Мелехин В.Н., Савашинская В.И.; Под ред. В.Г.Кузьмина - М.: Высшая школа, 1982, - 408 с.
19. Основы управления энергетическим производством. / Под ред. В.Р.Огорокова. - М.: Высшая школа, 1987, - 335 с.
20. Планирование тарифов на электрическую и тепловую энергию в энергетическом объединении. Учебное пособие. / Адмакина О.Н., Барыкин Е.Е., Воропаева Ю.А., Косматов Э.М., Смирнова Г.М. - СПбГТУ, 1996.- 50 с.
21. Таратин В.А., Шнеерова Г.В., Шубаев Д.П. Анализ рынка энергии региональной компании. СПб: Северо-Западный филиал АО «ГВЦ Энергетики», 1998. – 60 с.
22. Тришин Е.П., Огороков В.Р. Региональный энергетический рынок. СПб: Изд-во «Северная Звезда», 2001. – 158 с.
23. Самсонов В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учеб. для вузов- М. : Высшая школа, 2001 г. – 416 с: ил.

СОДЕРЖАНИЕ

| | | |
|--------|---|----|
| 1. | РЕФОРМИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ СТРУКТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ | 3 |
| 1.1. | Государственное регулирование в энергетике | 3 |
| 1.2. | Реформирование энергетики | 11 |
| 1.3. | Организационные структуры энергетических компаний | 27 |
| 1.3.1. | Интегрированные структуры | 30 |
| 1.3.2. | Типы организационных структур управления | 33 |
| 1.4. | Контрольные вопросы | 41 |
| 1.5. | Контрольный тест | 42 |
| 2. | НАГРУЗКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ..... | 43 |
| 2.1. | Режимы нагрузки и методы их описания | 43 |
| 2.2. | Суточные графики электрических нагрузок и их характеристика..... | 44 |
| 2.3. | Состав и характеристика активных электрических нагрузок энергосистемы . | 48 |
| 2.4. | Реактивная электрическая нагрузка ЭЭС | 54 |
| 2.5. | Графики тепловой нагрузки и факторы ее определяющие | 56 |
| 2.6. | Методы регулирования графиков нагрузок..... | 57 |
| 2.7. | Контрольные вопросы | 60 |
| 2.8. | Контрольный тест | 60 |
| 3. | ФОРМИРОВАНИЕ БАЛАНСА ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ КОМПАНИИ | 62 |
| 3.1. | Характеристика технологических и режимных особенностей энергетики..... | 62 |
| 3.2. | Надежность электроснабжения и пути ее обеспечения в оперативном управлении | 62 |
| 3.3. | Баланс мощности и резервы мощности в энергетике | 64 |
| 3.4. | Характеристика электростанций с позиций обеспечения баланса мощности и энергии, надежности и качества электроснабжения..... | 67 |
| 3.4.1. | Тепловые электростанции (ТЭС)..... | 68 |
| 3.4.2. | Гидравлические электростанции (ГЭС)..... | 68 |
| 3.4.3. | Атомные электростанции (АЭС) | 69 |
| 3.4.4. | Линии электропередач (ЛЭП)..... | 70 |
| 3.5. | Показатели эффективности оперативного управления в энергетике..... | 71 |
| 3.5.1. | Показатели качества..... | 71 |
| 3.5.2. | Показатели надежности | 71 |
| 3.5.3. | Показатели мощности | 72 |
| 3.5.4. | Временные показатели | 73 |
| 3.5.5. | Экономические показатели | 73 |
| 3.6. | Контрольные вопросы | 75 |
| 3.7. | Контрольный тест | 75 |
| 4. | ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ..... | 77 |
| 4.1. | Классификация и общая характеристика эксплуатационных свойств | 77 |
| 4.2. | Категории мощности и факторы ее определяющие..... | 77 |
| 4.3. | Показатели маневренности энергетического оборудования | 80 |
| 4.4. | Эксплуатационные свойства энергетического оборудования | 81 |
| 4.4.1. | ПАРОГЕНЕРАТОР (КОТЛОАГРЕГАТ) | 82 |
| 4.4.2. | КОНДЕНСАЦИОННЫЙ ТУРБОАГРЕГАТ | 83 |

| | | |
|---------|---|-----|
| 4.4.3. | ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ГЕНЕРАТОР | 83 |
| 4.4.4. | ЯДЕРНЫЙ РЕАКТОР | 84 |
| 4.4.5. | ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ТУРБИНА | 84 |
| 4.5. | Эксплуатационные свойства энергетических станций и сетей | 85 |
| 4.5.1. | ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ | 85 |
| 4.5.2. | ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ | 87 |
| 4.5.3. | АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ | 87 |
| 4.5.4. | ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ | 88 |
| 4.5.5. | ТЕПЛОВАЯ СЕТЬ | 88 |
| 4.5.6. | ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ | 89 |
| 4.6. | Контрольные вопросы | 89 |
| 4.7. | Контрольный тест | 89 |
| 5. | ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ | 91 |
| 5.1. | Принципиальная схема энергетического баланса отдельного агрегата | 91 |
| 5.2. | Абсолютные показатели экономичности и энергетическая характеристика оборудования | 92 |
| 5.3. | Удельные показатели экономичности и их использование | 94 |
| 5.4. | Частичные удельные показателей экономичности | 95 |
| 5.5. | Показатели экономичности групп совместно работающего оборудования | 96 |
| 5.6. | Точность и достоверность оценки экономических показателей | 98 |
| 5.7. | Контрольные вопросы | 99 |
| 5.8. | Контрольный тест | 99 |
| 6. | ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ | 101 |
| 6.1. | Показатели экономичности и энергетические характеристики различных типов энергетического оборудования | 101 |
| 6.1.1. | Энергетическая характеристика котлоагрегата | 101 |
| 6.1.2. | Энергетическая характеристика турбоагрегатов | 103 |
| 6.1.3. | Энергетическая характеристика гидроагрегатов | 107 |
| 6.1.4. | Энергетическая характеристика атомных реакторов | 108 |
| 6.1.5. | Энергетическая характеристика электрического оборудования | 109 |
| 6.2. | Энергетические характеристики электрических станций различных типов .. | 111 |
| 6.2.1. | Построение энергетической характеристики группы параллельно работающих агрегатов | 111 |
| 6.2.2. | Построение и использование групповых энергетических характеристик для последовательно работающих агрегатов | 112 |
| 6.2.2.1 | Энергетическая характеристика тепловой электрической станции | 112 |
| 6.2.2.2 | Энергетическая характеристика гидроэлектростанции | 115 |
| 6.3. | Дополнительные потери переменного режима и их учет при выборе экономичного режима работы оборудования | 116 |
| 6.4. | Контрольные вопросы | 119 |
| 6.5. | Контрольный тест | 119 |
| 7. | ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ РАЗНОЙ СТРУКТУРЫ | 121 |
| 7.1. | Критерии эффективности выбора экономичного режима работы электростанций в системе | 121 |
| 7.2. | Выбор экономичного режима совместной работы энергооборудования при постоянной нагрузке | 123 |

| | | |
|--------|--|-----|
| 7.3. | Выбор экономичного режима совместной работы КЭС | 126 |
| 7.3.1. | Выбор экономичного режима совместной работы конденсационных электростанций при использовании топлива одинакового качества и цены | 127 |
| 7.3.2. | Выбор экономичного режима совместной работы электростанций при различной стоимости топлива..... | 131 |
| 7.3.3. | Выбор экономичного режима совместной работы электростанций при наличии ограниченности ресурсов | 131 |
| 7.4. | Выбор экономичного режима совместной работы конденсационных и гидравлических электростанций в энергосистемах | 133 |
| 7.5. | Экономические вопросы эксплуатации электрических сетей | 135 |
| 7.6. | Экономика эксплуатации межсистемных линий электропередачи (МЭП).... | 138 |
| 7.7. | Контрольные вопросы | 140 |
| 7.8. | Контрольный тест | 140 |
| 8. | ОРГАНИЗАЦИЯ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ИХ ОБЪЕДИНЕНИЙ | 142 |
| 8.1. | Оперативно-диспетчерское управление в энергетике | 142 |
| 8.2. | Организационные формы диспетчерского управления..... | 144 |
| 8.3. | Контрольные вопросы | 145 |
| 8.4. | Контрольный тест | 146 |
| | Литература..... | 147 |

ЭКОНОМИКА И МЕНЕДЖМЕНТ В ЭНЕРГЕТИКЕ

ВОРОПАЕВА Юлия Адольфовна

ОРГАНИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Учебное пособие

3-е издание, стереотипное

Лицензия ЛР № 020593 от 07.08.97

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции

ОК 005–93, т.2; 953005 – учебная литература

Подписано в печать 2010. Формат 60×84/16.

Усл.печ.л. 9,5. Уч.-изд.л. 9,5. Тираж 50. Заказ .

Отпечатано с готового оригинал-макета, предоставленного автором, в Цифровом типографском центре Издательства Политехнического университета.

195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

Тел. (812) 550-40-14.

Тел./факс (812) 297-57-76.