

## ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

### Введение

*Электроэнергетика* – это отрасль экономики, включающая комплекс экономических отношений, возникающих в процессе производства, передачи электроэнергии, оперативно-диспетчерского управления, сбыта и потребления энергии с использованием производственных объектов.

*Производственная база электроэнергетики* представлена комплексом энергетических объектов: электростанций, подстанций, котельных, электрических и тепловых сетей.

*Технологическую основу* функционирования электроэнергетики составляют электрические станции всех типов, единая национальная (общероссийская) электрическая сеть, территориальные распределительные сети и **единая система диспетчерского управления**.

*Экономическая основа* функционирования отрасли включает систему отношений, связанных с производством и оборотом электрической энергии на оптовом и розничном рынках энергии и мощности. Затраты в энергосберегающие технологии в 3-5 раз ниже по сравнению с созданием одного киловатта новой мощности [«Фомина», с.5]. Электроёмкость ВВП характеризуется потреблением электроэнергии на единицу валового внутреннего продукта. Электроёмкость ВВП превышает аналогичный показатель зарубежных стран в 1,5 - 2,5 раза в силу воздействия объективных и субъективных причин. Объективные причины: суровые природно-климатические условия; удаленность районов добычи энергетических и сырьевых ресурсов от центров потребления; дальний транспорт ресурсов электрифицированным железнодорожным транспортом и электроёмким трубопроводным транспортом.

В зависимости от используемого ресурса электрические станции делятся на три основные группы: тепловые, атомные и гидравлические.

*Тепловые электростанции (ТЭС)* электростанции использующие тепло органического топлива для производства электрической энергии. Основные виды таких станций: *конденсационные электростанции (КЭС), теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), а также парогазовые (ПГЭС) и газотурбинные (ГТЭС) электростанции.*

Принцип работы КЭС: в парогенератор подается одновременно топливо, воздух и питательная вода. Питательная вода под воздействием тепла сгораемого топлива превращается в пар, который направляется на лопатки ротора, расширяется и вращает ротор. Ротор турбины соединен с ротором генератора (источника электроэнергии). Пар из паровой турбины поступает в конденсатор, где охлаждается циркуляционной водой, а конденсат пара направляется в парогенератор. Циркуляционная вода сбрасывается в водоем (потери тепла 60%). При современной технологии КПД КЭС даже теоретически не превышает 44-45%.

На ТЭЦ вырабатывается одновременно электрическая и тепловая энергия. Устанавливаются турбины:

- противодавленческие (типа «Р»): экономичные, КПД по э/эн 50-60%; электроэнергия производится по теплофикационному режиму, т.е. использованный пар (под давлением, а не расширившись, не конденсируясь) идет сразу же потребителю; производство электроэнергии на прямую зависит от тепловой нагрузки, т.е. есть потребители пара, есть электроэнергия, созданная паром под давлением (без расширения!).
- конденсационные с отбором пара. Тип турбины ПТ имеет два отбора пара: производственный отбор давлением пара 1,0-1,3 МПа; теплофикационный давлением 0,05-0,5 МПа отбор. На ТЭЦ, отпускающих тепло на отопление и горячее водоснабжение, устанавливаются турбины типа Т, имеющий один теплофикационный отбор. Пар из теплофикационного отбора направляется в бойлер, где отдает тепло холодной сетевой воде. Нагретая в бойлере горячая сетевая вода идет на отопление и горячее водоснабжение потребителей, а конденсат отборного пара из бойлера поступает в систему питательной воды.

В парогазовых установках комбинируются паросиловой и газотурбинные циклы, что повышает КПД по производству электроэнергии. Принцип работы: воздух, сжимаемый компрессором, подается в камеру сгорания, куда одновременно поступает природный газ. Образующиеся в процессе сжигания высокотемпературные газообразные продукты под высоким давлением направляются из камеры сгорания в газовую турбину, ротор которой соединен с ротором электрогенератора. Отработавшие в турбине высокотемпературные продукты сгорания поступают в парогенератор, где отдают тепло питательной воде, в результате чего образуется пар, направляемый в паровую турбину. КПД электростанции увеличивается до 53-58%.

*Атомные электростанции. (АЭС).* По назначению и технологическому принципу действия атомные станции практически не отличаются от традиционных тепловых станций, использующих в качестве топлива мазут, уголь, газ. У АЭС вид используемого топлива – ядерное топливо с изотопами урана 235 (U-235) и урана 238 (U-238). Теплотворная способность такого топлива в 2,5 – 3 миллиона раз выше, чем у органического топлива, что объясняет малый весовой расход ядерного топлива на АЭС в течение года. Особенность: образование радиоактивных продуктов деления; АЭС технически более сложны. Существуют АЭС с реакторами на тепловых нейтронах и АЭС с реакторами на быстрых нейтронах. По виду теплоносителя и замедлителя реакторы АЭС на тепловых нейтронах делятся на:

- водоводяные, в которых теплоносителем и замедлителем является обессоленная вода. Количество контуров циркуляции теплоносителя – 3. Давление пара перед турбиной – 4,0-6,0 МПа. КПД АЭС – 30%.
- водографитовые реакторы, в которых теплоносителем является вода, замедлителем – графит. Реакторы большой мощности канальные (РБМК). Количество контуров циркуляции теплоносителя – 1. Давление пара перед турбиной – 6,0-6,5 МПа. КПД АЭС – 30-33%.

- АЭС с реакторами на быстрых нейтронах (РБН) имеет 3 контура циркуляции теплоносителя. Теплоносителем: жидкий К, Na радиоактивный, жидкий К, Na нерадиоактивный и вода. Давление пара перед турбиной – 6,0-6,5 МПа. КПД АЭС – 35%.

*Гидроэлектростанции.* К станциям использующим энергию движения воды относят: собственно ГЭС, гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), приливные ГЭС. Гидроэлектростанции могут использовать энергию естественного водотока (бесплотинные ГЭС на реках с быстрым течением и перепадами) или энергию падающей воды путем создания перепада уровней (напора) воды в верхнем и нижнем бьефе ГЭС. Не требуется сжигания топлива и работа ГЭС сопряжена с меньшими потерями. КПД ГЭС – 80-90%.

ГАЭС требует для своей работы построение двух бассейнов с водой, расположенных на разных уровнях. В ночное время, когда имеет место провал в суточном графике нагрузки энергосистемы, ГАЭС работает в режиме «зарядки», потребляя из сети электроэнергию для перекачки воды из нижнего бассейна в верхний. В период наступления утреннего и вечернего максимума нагрузки энергосистемы ГАЭС работает в генераторном режиме («разряд» ГАЭС), производя электроэнергию вследствие перетока воды из верхнего бассейна в нижний. КПД снижается по сравнению с ГЭС и составляет 70-80%.

Основными видами товаров и услуг, предлагаемых энергетическими компаниями на рынке энергии и мощности, являются:

- для генерирующих компаний: электрическая, тепловая энергия, активная электрическая мощность (рабочая и резервная);
- для сетевых компаний: услуг по передаче и распределению электрической (тепловой) энергии и мощности;
- для ОАО «СО-ЦДУ ЕС России» услуги по управлению режимами, регулированию частоты и напряжения, организации параллельной работы электрических станций энергосистем;
- для сбытовых компаний: услуги по продаже энергии потребителям, по заключению договоров на поставку энергии;
- для ремонтных компаний: услуги по ремонту основных средств.

## **1 Организационные структуры предприятий электроэнергетики и энергетических служб потребителей электроэнергии**

### **1.1 Российское акционерное общество «Единая электроэнергетическая система России»**

Основу российской энергетики составляет Единая энергетическая система России (ЕЭС России), в составе которой параллельно работают шесть объединенных энергосистем: ОЭС Центра, ОЭС Северо-Запада, ОЭС Средней Волги, ОЭС Урала, ОЭС Северного Кавказа, ОЭС Сибири. Существует ОЭС Дальнего Востока, которая не имеет надежной связи с ОЭС Сибири и работает автономно. ЕЭС России обеспечивает:

- передачу потоков мощности и энергии из энергоизбыточных районов Сибири в энергодефицитные районы Европейской части России;
- повышение надежности энергосбережения благодаря обмену потоками мощности и взаиморезервированию между соседними ОЭС;
- снижение относительной величины резервной мощности по сравнению с вариантом отдельной работы ОЭС.

*Диспетчерское управление электроэнергетическими объединениями* реализуется автоматизированной системой диспетчерского управления (АСДУ), иерархия которой аналогична иерархии энергосистем. Диспетчерское регулирование на уровне ЕЭС России осуществляется *Центральным диспетчерским управлением (ЦДУ)* в лице *Системного оператора*; на уровне объединенных энергосистем – *Объединенными диспетчерскими управлениями (ОДУ)*, на уровне районных энергосистем – *диспетчерскими службами энергосистем (ДС)*. Цель системы *оперативно-диспетчерского управления (ОДУ)* – обеспечение надежного энергосбережения и качества электрической энергии, соответствующих требованиям технических регламентов, нормативам или договорным условиям.

В декабре 1992 г. в соответствии с Указом президента Российской Федерации «Об организации управления электроэнергетическим комплексом в условиях приватизации» от 15.08.92 № 923 на базе ЕЭС России была организована рыночная структура – Российское акционерное общество «Единая электроэнергетическая система России» (РАО «ЕЭС России»). На базе региональных энергетических систем были образованы открытые акционерные общества энергетики и электрификации (ОАО-энерго).

По состоянию на 1 января 2005 г. РАО «ЕЭС России» функционировало как электроэнергетическая компания в виде общества, холдинга и группы и имело следующую организационную структуру.

Открытое акционерное общество (ОАО) РАО «ЕЭС России» является материнской компанией группы и холдинга и состоит из исполнительного аппарата и филиалов.

В состав холдинга РАО «ЕЭС России» входят:

- общество РАО «ЕЭС России»;
- ОАО-энерго (82 ед.);

- ОАО-электростанции (35 ед.);
- управляющие компании (6 ед.), созданные в процессе реформирования электроэнергетики;
- компании целевой структуры:
  - ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы»;
  - ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»;
  - генерирующие компании оптового рынка;
  - территориальные генерирующие компании;
  - межрегиональные распределительные компании.

В состав группы РАО «ЕЭС России» помимо холдинга входят и другие акционерные общества: научно-технические центры, научно-исследовательские и проектно-изыскательские организации, строительные и обслуживающие организации, непрофильные общества.

Структура управления компанией построена по дивизионному принципу и включает корпоративный центр, центр управления реформой, и пять бизнес-единиц. Каждая бизнес-единица управляет рядом ОАО, входящих в состав холдинга.

Доля акций РАО «ЕЭС России», принадлежащих государству в лице Федерального агентства по управлению имуществом, составляет 52,68 %. Таким образом, государство имеет возможность активно участвовать через совет директоров в управлении РАО «ЕЭС России» по большинству вопросов, за исключением тех, для решения которых необходимо не менее 75 % голосующих акций. Для решения этих вопросов важна консолидация с другими акционерами.

Доля акций акционерных обществ энергетики, принадлежащих РАО «ЕЭС России» составляет, как правило, более 50 %. То есть РАО

«ЕЭС России» имеет контрольный пакет акций практически во всех акционерных обществах электроэнергетики и возможность полного руководства акционерными обществами.

Установленная мощность электростанций холдинга РАО «ЕЭС России» в 2004 г. составила **156,4 тыс. МВт** при общей мощности электростанций России **216,7 тыс. МВт**.

В процессе реформирования электроэнергетики организационная структура РАО «ЕЭС России» будет меняться и в соответствии с концепцией реформирования электроэнергетики на базе общества будут созданы другие энергетические компании исходя из профиля технологической и экономической деятельности.

## 1.2 Организационная структура тепловых электростанций

В соответствии с технологическим процессом производства электрической и тепловой энергии на тепловых электростанциях (ТЭС) и общими требованиями управления *организационная структура ТЭС*

состоит из производственных подразделений (цех, лаборатория, производственно-технические службы) и функциональных отделов. Принципиальная схема управления электростанций при цеховой структуре показана на рисунке 1.1.

По участию в технологическом процессе производства энергии различают цеха основного и вспомогательного производств. К цехам основного производства относят цеха, которые по своей организации и технологическому процессу непосредственно участвуют в производстве электрической и тепловой энергии.

Цехами вспомогательного производства энергетических предприятий являются цеха, которые непосредственно не связаны с производством электрической и тепловой энергии, а лишь обслуживают цеха основного производства, создавая им необходимые условия для нормальной работы, например, осуществляя ремонт оборудования или снабжая материалами, инструментом, запасными частями, водой, транспортом и т.д. Сюда же относятся услуги лабораторий, проектно-конструкторских отделов и т.п.



Рисунок 1.1 – Принципиальная организационная структура тепловой электростанции

К цехам *основного* производства на тепловых электростанциях относятся:

- *топливно-транспортный цех*: подача твердого топлива и его подготовка, железнодорожный и автомобильный транспорт, разгрузочные эстакады и склады топлива;
- *химический цех* в составе химической водоочистки и химической лаборатории, выполняющий производственные функции по химводоподготовке и химводоочистке и контролирующий качество топлива, воды, пара, масла и золы;

- *котельный цех*: подача жидкого и газового топлива, пылеприготовление, котельная и золоудаление;
- *турбинный цех*: турбинные установки, теплофикационное отделение, центральная насосная и водное хозяйство;
- *электрический цех*: все электрическое оборудование станции, электротехническая лаборатория, электроремонтная и трансформаторная мастерские, масляное хозяйство и связь.
- К цехам *вспомогательного* производства на электростанциях
- относятся:
- *механический цех*: общестанционные мастерские, системы отопления производственных и служебных помещений, водопровод и канализация;
- *ремонтно-строительный цех (РСЦ)*: надзор за производственными и служебными зданиями, ремонтирует их, а также содержит в надлежащем состоянии дороги и всю территорию станции;
- *цех (или лаборатория) тепловой автоматики и измерений (ТАИ)*;
- *электроремонтная мастерская (ЭРМ)*.

Производственная структура тепловой электростанции может быть упрощена с учетом ее мощности, количества основного оборудования, а также ее технологических особенностей, например, возможно объединение котельного и турбинного цехов. На ТЭС малой мощности, а также на ТЭС, работающих на жидком или газообразном топливе, получила широкое распространение производственная структура с двумя цехами – теплосиловым и электрическим.

*Производственно-технический отдел (ПТО)* электростанции разрабатывает режимы работы оборудования электростанции, эксплуатационные нормы и режимные карты. Он разрабатывает совместно с планово-экономическим отделом проекты планов выработки энергии и планы технико-экономических показателей на планируемый период по станции в целом и по отдельным цехам. ПТО организует технический учет работы оборудования, ведет учет расхода топлива, воды, пара, электроэнергии на собственные нужды, составляет необходимую техническую отчетность, обрабатывает первичную техническую документацию. ПТО анализирует выполнение установленных режимов и технических норм работы оборудования, разрабатывает мероприятия по экономии топлива (на ТЭС).

Производственно-технический отдел составляет общестанционный график ремонтов оборудования, участвует в приемке оборудования из ремонта, контролирует выполнение графика ремонтов, разрабатывает заявки электростанции на материалы, запасные части и оборудование, контролирует соблюдение установленных норм расхода материалов, обеспечивает внедрение передовых методов ремонта.

В состав аппарата электростанции входит *группа инспекторов*, контролирующая соблюдение на предприятии Правил технической эксплуатации и Правил техники безопасности.

*Планово-экономический отдел (ПЭО)* разрабатывает перспективные и текущие планы работы электростанции и ее цехов, осуществляет контроль за ходом выполнения плановых показателей.

*Отдел персонала и социальных отношений* решает под руководством директора комплекс задач по организации управления персоналом.

*Отдел материально-технического снабжения (ОМТС)* обеспечивает снабжение электростанции материалами, инструментами и запасными частями, заключает договора на материально-техническое снабжение и реализует их.

*Отдел капитального строительства* осуществляет организацию капитального строительства на электростанции.

*Бухгалтерия* ведет учет хозяйственной деятельности электростанции, осуществляет контроль за правильным расходованием средств и соблюдением финансовой дисциплины, составляет бухгалтерские отчеты и балансы.

Каждый *цех электростанции* возглавляется *начальником*, являющимся единоличным руководителем цеха и организующим его работу по выполнению плановых заданий.

Отдельные участки цеха возглавляются *мастерами*, которые отвечают за работу на своем участке.

Руководство *оперативным* персоналом на электростанции осуществляет *начальник смены*, во время своей смены непосредственно руководящий всем режимом работы электростанции и оперативными действиями ее персонала. В административно-техническом отношении дежурный инженер подчинен главному инженеру и свою работу проводит по его указаниям. В то же время начальник смены станции оперативно подчинен дежурному диспетчеру энергосистемы, который по режиму станции, ее нагрузке, схеме соединений отдает распоряжения помимо главного инженера. В аналогичном подчинении находятся и начальники смен цехов: в оперативном отношении они подчинены начальнику смены станции, а в административно-техническом – своему единоначальнику. Двойное подчинение дежурного персонала на энергетических предприятиях является одной из характерных их особенностей и обусловлено рассмотренными выше технологическими особенностями энергетического производства.

Организационные структуры электростанций в связи с реформированием электроэнергетики претерпевают изменения. В территориальных объединениях электростанций сосредотачиваются функции управления персоналом, финансами, снабжением, функции планирования, капитального строительства, рядом технических вопросов.



### **1.3 Организационная структура предприятий электрических сетей**

Для эксплуатации электрических сетей напряжением 0,4-110 кВ создаются предприятия электрических сетей (ПЭС), которые с организационно-правовой точки зрения являются филиалами ОАО-энерго. Основной задачей эксплуатации электрических сетей является бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией надлежащих параметров. Эта задача обеспечивается путем организации эксплуатации электрических сетей, своевременным их ремонтом, оперативной ликвидацией повреждений и осуществлением необходимых технических мероприятий.

Организационная структура ПЭС должна обеспечивать такое управление подразделениями, которое способствовало бы выполнению их основной эксплуатационной задачи. Структура управления электрическими сетями должна предусматривать максимальное приближение производственных подразделений к объектам обслуживания, экономически оправданную степень централизации работ, квалифицированное руководство работой персонала, широкое внедрение новой техники.

Факторами, определяющими выбор той или иной структуры управления электросетями, являются: принцип организации работ, протяженность обслуживаемых электрических сетей и перспективы их развития, состояние электросетей, следовательно, объемы ремонтных и эксплуатационных работ, соотношение объемов высоковольтных (напряжением 35 кВ и выше) и распределительных (0,4-20 кВ) сетей, условия производства ремонтов и эксплуатационно-оперативного обслуживания (расстояния между узлами сетей, рельеф местности, состояние дорог и т.п.). В зависимости от принципа закрепления объектов электрических сетей за производственными подразделениями предприятия возможны три типа систем управления:

1. *Территориальная.* Все объекты закреплены за территориальными производственными подразделениями предприятия – районами и участками, несущими ответственность за их состояние и организующими их обслуживание. Территориальная система управления не исключает того, что ремонт отдельного оборудования (сетевых трансформаторов, средств связи и т.д.) или подстанций в целом может осуществляться централизованным способом.

2. *Функциональная.* Все объекты электросетей закреплены за соответствующими производственными службами, осуществляющими их ремонт и эксплуатацию персоналом, подчиненным службам, при этом территориальные районы и участки в предприятии не создаются.

3. *Смешанная.* Некоторые объекты электросетей, например линии электропередачи (35 кВ и выше), закрепляются за службами, а остальные – за территориальными производственными подразделениями – районами и участками. При этой схеме также не исключается возможность того, чтобы капитальный ремонт оборудования, закрепленного за районами и участками, осуществлялся централизованно.

Основная идея, которая положена в основу указанных трех систем управления, заключается в централизации и специализации персонала

либо в масштабе предприятия электросетей, либо в масштабе его районов и участков. Каждая из трех рассмотренных систем управления сетевыми предприятиями имеет свои преимущества и недостатки.

Так, территориальная система хороша тем, что приближает административно-техническое руководство к электросетям, отдаленным от центра предприятия, и позволяет решать все вопросы их эксплуатационно-оперативного обслуживания непосредственно на месте. Однако при такой системе управления производственные службы предприятия удалены от объектов электрической сети и техническое руководство эксплуатацией многоступенчато. Если к тому же протяженность электросетей напряжением 35 кВ и выше невелика, то на территории района или участка не удастся с полной эффективностью осуществить специализацию персонала, а при ограниченности парка машин и механизмов не удастся обеспечить необходимый уровень механизации работ в каждом районе и участке. Поэтому территориальную систему управления следует считать применимой лишь тогда, когда предприятие эксплуатирует электросети на большой территории и узлы сосредоточения электросетей находятся на значительном расстоянии от центра предприятия. Функциональная система управления позволяет наилучшим образом организовать централизованный ремонт электросетей специализированными бригадами. Достоинством этой схемы является единство технического руководства. Но при этой системе усложняется распределение между службами функций оперативно-эксплуатационного обслуживания подстанций и питающихся от них распределительных сетей. Функциональная система признается наилучшей для управления компактной электросетью большой плотности, когда расстояния от центра предприятия до объектов невелики.

Смешанная система, представляя собой сочетание функциональной и территориальной систем управления, позволяет в зависимости от местных условий обслуживания различных объектов электрических сетей создать условия для наиболее эффективной организации ремонтных и эксплуатационных работ. Смешанная система управления ПЭС нашла наибольшее применение. Организационная структура предприятия электрических сетей при смешанной структуре управления представлена на рисунке 1.2.

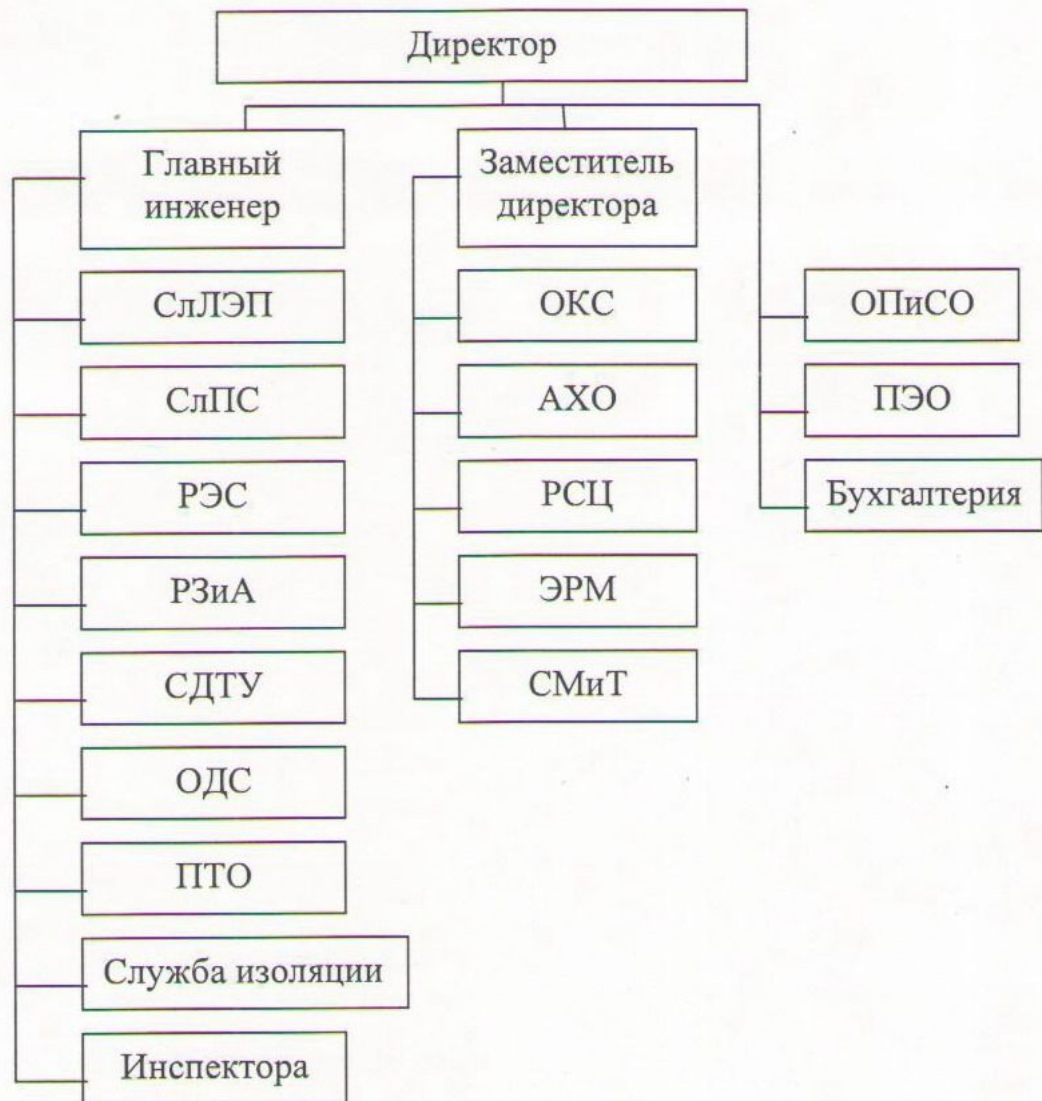


Рисунок 1.2 – Организационная структура предприятия электрических сетей

В каждом субъекте Федерации, как правило, имеется несколько ПЭС. При этой системе управления практически на каждой административной территории (район субъекта Федерации) создается *район электрических сетей (РЭС)*, который осуществляет практически в полном объеме эксплуатацию электрических сетей напряжением 10-0,4 кВ. Территория района может быть разбита на мастерские участки.

Для эксплуатации электрических сетей напряжением 35-110 кВ. созданы *служба подстанций (СлЛС) и служба линий (СлЛЭП)*.

Эксплуатацией релейной защиты и автоматики электрических сетей занимается *служба релейной защиты и автоматики (РЗА)*.

Для организации управления ПЭС большое значение имеют средства связи и телемеханики. Эти функции обеспечивает *служба средств диспетчерского и технологического управления (СДТУ)*.

В ПЭС имеется *оперативно-диспетчерская служба (ОДС)*, функцией которой является ведение оперативно-диспетчерского режима сетей

напряжением 35 кВ и выше и оперативное руководство дежурным оперативным персоналом РЭС.

В районах электрических сетей создаются *оперативно-диспетчерские группы (ОДГ)* для оперативно-диспетчерского управления сетями района напряжением 10-0,4 кВ.

Рассмотрим основные функции других подразделений.

*Производственно-технический отдел (ПТО)* – планирование производственной деятельности, развития сетей, контроль выполнения планов и заданий, техническое обеспечение деятельности предприятия.

*Служба изоляции и перенапряжений* – контроль состояния изоляции электрооборудования и линий электропередачи (кабельных и воздушных), профилактические испытания изоляции, защита оборудования и сетей от грозных и внутренних перенапряжений.

*Группа инспекторов* – контроль за соблюдением нормативных документов по эксплуатации и техники безопасности.

*Отдел капитального строительства (ОКС)* – организация капитального строительства на предприятии.

*Отдел материально-технического снабжения* – обеспечение предприятия материально-техническими ресурсами.

*Административно-хозяйственный отдел (АХО)* – хозяйственное обслуживание подразделений предприятия.

*Ремонтно-строительная группа (РСГ)* – выполнение эксплуатационных и ремонтных работ зданий предприятия.

*Служба механизации и транспорта (СМиТ)* – обеспечение работоспособности транспортных средств и специальных механизмов (бурильно-крановых машин, автовышек, других механизмов).

*Электроремонтная мастерская (ЭРМ)* – ремонт в стационарных условиях электрооборудования: трансформаторы силовые и измерительные, выключатели, комплектные трансформаторные подстанции, другое оборудование, изготовление запасных частей, механические работы.

*Планово-экономический отдел (ПЭО)* – планирование экономических показателей предприятия и подразделений в увязке с производственными планами.

*Бухгалтерия* – учет финансово-хозяйственной деятельности предприятия, финансовое планирование и финансовый контроль.

*Отдел персонала и социальных отношений (ОПиСО)* – выполнение всех функций по управлению персоналом предприятия.

*Юрисконсульт* – юридическое обеспечение работы предприятия.

*К основным линейным подразделениям ПЭС относятся:* районы электрических сетей, служба линий, служба подстанций; *к вспомогательным* – служба релейной защиты и автоматики, служба изоляции, служба связи, оперативно-диспетчерская служба, ремонтно-строительная группа, служба механизации и транспорта, электроремонтная мастерская.

*Функциональные подразделения предприятия электрических сетей:* производственно-технический отдел, группа инспекторов, отдел

капитального строительства, отдел материально-технического снабжения, административно-хозяйственный отдел, планово-экономический отдел, бухгалтерия, отдел персонала и социальных отношений, юрисконсульт.

При реформировании электроэнергетики организационная структура ПЭС будет изменяться в сторону централизации управленческих функций.

Электрические сети напряжением 220-750 кВ эксплуатируются Федеральной сетевой компанией, которая состоит из предприятий, расположенных в ряде областных центров.

## **1.4 Организационная структура энергетического хозяйства предприятий и организаций**

### **1.4.1 Состав энергетического хозяйства предприятий**

Энергетическое хозяйство промышленного предприятия представляет собой комплекс самого разнообразного энергетического оборудования. Это разнообразие проистекает из сложности и множественности технологических процессов, потребляющих энергию в энергоносителях различных видов и параметров.

*Энергетическое хозяйство предприятия состоит из систем энергоснабжения и энергоприемников. На большинстве предприятий в систему энергоснабжения как подсистемы входят: снабжение твердым и жидким топливом; газоснабжение; электроснабжение; паро- и теплоснабжение; водоснабжение; воздухоснабжение и другие.*

*Системы энергоснабжения включают:*

- сооружения и установки, обеспечивающие прием, трансформацию и аккумулирование энергоресурсов и энергоносителей от районных энергоснабжающих организаций;
- энергетические станции и установки предприятия для централизованной выработки остальных необходимых потребителям предприятия энергоресурсов и энергоносителей; их трансформация и аккумуляции (котельные, насосные, компрессорные и т.д.);
- утилизационные установки и станции, производящие энергоносители за счет использования вторичных энергетических ресурсов (ВЭР) технологического процесса;
- трубопроводные и иные подсистемы, обеспечивающие транспортировку к потребителям предприятия и распределение между ними полученных со стороны энергоснабжающих организаций энергоресурсов и произведенных на самом предприятии.

Все энергетические процессы на предприятиях могут быть представлены следующим образом.

*К силовым относятся процессы, на которые расходуется механическая энергия, необходимая для привода различных механизмов и машин (привод станков, насосов, вентиляторов, компрессоров, дымососов, подъемно-транспортного оборудования и др.). Силовые процессы в основном осуществляются электроприводами.*

К тепловым относятся процессы, расходующие тепло различных потенциалов. Они могут быть разделены на высокотемпературные, среднетемпературные, низкотемпературные и криогенные процессы. Высокотемпературные процессы, осуществляемые при температурах выше 773°К, включают: термические (термообработка, нагрев, ковка, штамповка, плавление металлов); термохимическое производство стали, ферросплавов, выплавка чугуна, никеля, производство стали, цемента и т.п.

Среднетемпературные процессы осуществляются при температурах от 423° до 773°К (сушка, варка, выпаривание, нагрев, пайка).

Низкотемпературные процессы происходят при температурах от 120° до 423°К (отопление, горячее водоснабжение, кондиционирование воздуха и др.).

Криогенные процессы осуществляются при температурах ниже 120°К (разделение воздуха на составляющие, сжижение и замораживание газов и др.).

Для тепловых процессов используется тепловая энергия, энергетические и газовые печи.

Электрохимические и электрофизические процессы осуществляются при использовании электрической энергии. К ним относятся электролиз металлов и растворов, электрофорез, электронно-лучевая, плазменная и светолучевая обработка металлов, плазменная и ультразвуковая обработка металлов и т.д.

Основными электроприемниками при электрохимических процессах являются насосы, вентиляторы, выпрямительные агрегаты.

Освещение осуществляется с помощью различных источников света и светильников.

#### **1.4.2 Организационная структура службы энергетического хозяйства промышленного предприятия**

*Энергохозяйство предприятия является энергетической составляющей частью предприятия и вместе с тем элементом энергохозяйства территории, связанным с энергоснабжающими организациями и энергохозяйством других предприятий.*

Традиционно в структуре предприятия энергохозяйство относится к числу вспомогательных участков производства, что не соответствует той роли, которую энергохозяйство играет в технологическом процессе промышленного предприятия.

*Энергетическое хозяйство промышленного предприятия можно разделить на две части: общезаводскую и цеховую.*

К общезаводской части относятся генерирующие установки (ТЭЦ, котельные, компрессорные и газогенераторные станции), трансформаторные подстанции, распределительные устройства, электрические, тепловые, газовые, воздушные сети общезаводского назначения.

К цеховой части энергохозяйства относятся все энергоприемники преобразовательные установки, энергооборудование, отопительные и вентиляционные устройства, распределительные сети цехов.

Эксплуатация и ремонт общезаводской части энергохозяйства осуществляется персоналом энергетических цехов, находящихся в подчинении главного энергетика (главного механика) предприятия.

*Энергохозяйство производственных цехов строится по одной из трех организационных форм: централизованной, децентрализованной, смешанной.*

При централизованной форме персонал энергетических цехов осуществляет все работы по ремонту и эксплуатации энергетического оборудования.

При децентрализованной форме персонал энергетических цехов осуществляет лишь капитальный ремонт энергохозяйства цехов, а все остальные виды ремонтов и эксплуатацию энергохозяйства – персонал цехов.

Наибольшее распространение получила смешанная форма, при которой наиболее ответственные и большие производственные цеха имеют децентрализованную форму эксплуатации, а остальные цеха находятся в ведении главного энергетика.

*Выбор той или иной формы эксплуатации энергохозяйства зависит от объема и структуры энергохозяйства цехов.*

Во главе энергетического хозяйства стоит главный энергетик, непосредственно подчиненный главному инженеру предприятия. Он отвечает за надежность энергоснабжения, эффективность использования топлива и энергии, соблюдение правил техники безопасности, правильность развития энергетики предприятия, подбор и квалификацию кадров и т.д.

*Служба главного энергетика состоит из цехов и других подразделений.*

В подчинении главного энергетика имеется аппарат – отдел главного энергетика (ОГЭ), в состав которого входят учетно-плановая и техническая группы.

Учетно-плановая группа – учет и контроль использования энергии, техническую отчетность по эксплуатации энергохозяйства, планирование энергоснабжения предприятия.

Техническая группа – организация ремонтов энергооборудования и сетей энергоснабжения, контроль за техническим состоянием оборудования и соблюдением правил технической эксплуатации и правил техники безопасности, соблюдение режимов работы оборудования, разработка мероприятий по энергосбережению, развитие и реконструкция энергохозяйства, разработка удельных норм потребления энергии и топлива.

Теплосиловой цех – эксплуатация и ремонт теплотехнического оборудования, газового хозяйства, а также эксплуатация и других систем энергоснабжения.

В состав теплосилового цеха может входить и котельная предприятия, если таковая имеется.

Электротехнический (электрический) цех – участки электрических сетей, участки ремонта электрооборудования цехов, эксплуатация средств связи.

*Электроработы* – проверка, ремонт, регулировка устройств релейной защиты, автоматика, контрольно-измерительные приборы, а также профилактические испытания оборудования.

*Участок электрических сетей* – эксплуатация внешних (находящихся вне цехов) электрических сетей напряжением 10-0,4 кВ, а при наличии и сетей более высокого напряжения.

Для оперативного круглосуточного руководства всеми звеньями сложного энергетического хозяйства организуются *подразделения сменного оперативного (оперативно-ремонтного) персонала*.

Для предприятий со сложным, развитым энергохозяйством схема получает дальнейшее развитие и усложнение. Могут появиться должности заместителя главного энергетика по электротехнической и теплотехнической части, создаются ряд специализированных служб, например службы автоматизированного учета энергоресурсов.

В средних и небольших предприятиях и организациях состав энергетических подразделений и количество персонала уменьшается.

В соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности *на всех предприятиях для обеспечения эксплуатации электрохозяйства должны быть соблюдены условия: наличие ответственного лица за электрохозяйство и электротехнического персонала*.

Пример организационной структуры управления энергетикой промышленного предприятия приведен на риске 1.3. Служба главного энергетика насчитывает 140 человек, что составляет 12,5 % от всего персонала, работающего на предприятии. На предприятии в цехах существуют энергетические службы цехов, эксплуатирующие энергоприемники и внутренние энергетические сети. Подчинение главному энергетiku функциональное, непосредственное подчинение – начальнику цеха.





Рисунок 1.3 – Пример организационной структуры управления энергетикой промышленного предприятия

## **2 Реформирование электроэнергетики Российской Федерации**

### **2.1 Цели, принципы и задачи реформирования**

Реформирование электроэнергетики осуществляется в соответствии с постановлением правительства РФ от 11 июля 2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации», Законом «Об электроэнергетике» и другими нормативно-правовыми документами федерального уровня.

Цели реформирования – обеспечение устойчивого функционирования и развития экономики и социальной сферы, повышение эффективности производства и потребления электроэнергии, обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей.

*Реформирование электроэнергетики осуществляется на принципах:*

- демонополизация и развитие конкуренции в сфере производства, сбыта и оказания услуг (ремонт, наладка, проектирование и т.д.);
- отнесение передачи, распределения электрической энергии и диспетчеризации к исключительным видам деятельности, осуществление которых возможно только на основании специальных разрешений (лицензий);
- обеспечение всем производителям и потребителям электроэнергии равного доступа к инфраструктуре рынка электроэнергии;
- единство стандартов безопасности, технических норм и правил, действующих в электроэнергетике;
- обеспечение прав инвесторов, кредиторов и акционеров при проведении структурных преобразований.
- *При реформировании преследуются задачи:*
- создание конкурентных рынков электроэнергии;
- создание эффективного механизма снижения издержек в сфере производства (генерации), передачи и распределения электроэнергии и улучшение финансового состояния организаций отрасли;
- стимулирование энергосбережения во всех отраслях экономики;
- поэтапная ликвидация перекрестного субсидирования различных групп потребителей;
- сохранение и развитие единой инфраструктуры электроэнергетики, включающей в себя магистральные сети и диспетчерское управление;
- демонополизация рынка топлива для тепловых электростанций;
- реформирования системы государственного регулирования, управления и надзора в электроэнергетике;
- совершенствование федерального (общероссийского) оптового и розничных (региональных) рынков электроэнергии.

## 2.2 Организационная структура управления электроэнергетикой после реформирования

*Направлениями реформирования электроэнергетики являются:*

- создание федеральной сетевой компании (ФСК);
- создание единой системы диспетчерского управления (системного оператора Центрального диспетчерского управления – СО ЦДУ);
- создание администратора торговой системы (АТС);
- создание генерирующих компаний;
- реформирование акционерных обществ энергетики и электрификации (ОАО-энерго).

После реформирования на оптовый рынок поставляется электроэнергия, вырабатываемая генерирующими компаниями, а также электростанциями региональных энергокомпаний и других производителей независимо от организационно-правовой формы.

*Субъектами оптового рынка электроэнергии являются:* поставщики – генерирующие компании; покупатели – энергосбытовые организации; крупные потребители; гарантирующие поставщики; администратор торговой системы оптового рынка; системный оператор.

*На базе существующих тепловых, атомных и гидравлических электростанций РАО «ЕЭС России» формируются крупные генерирующие компании, которые станут самостоятельными участниками оптового рынка.*

В процессе реформирования они постепенно выводятся из РАО «ЕЭС России» для демополизации сферы производства электроэнергии. Если сейчас вся электроэнергия на оптовом рынке продается по тарифам, устанавливаемым Федеральной службой по тарифам РФ (ФСТ РФ), то в дальнейшем ее часть, а затем и вся электроэнергия, будут продаваться по свободным, конкурентным ценам, складывающимся на основе спроса и предложения.

*Совершенствование рынков электроэнергии заключается в преобразовании существующего оптового рынка электроэнергии в конкурентный рынок электроэнергии и формировании розничных рынков.* Конкурентный оптовый рынок электроэнергии будет 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 электроэнергии, вырабатываемой электростанциями энергокомпаний и других независимых производителей. На первом этапе каждому поставщику обеспечивается право продажи на торгах 5-15 % вырабатываемой электроэнергии. На всю остальную электроэнергию сохраняется государственное регулирование тарифов. Всем продавцам и покупателям электроэнергии, соблюдающим установленные лимиты по минимальному объему производства (для производителей) или

оборота электроэнергии (для покупателей), обеспечивается возможность свободного выхода на рынок.

*Розничный рынок электроэнергии будет формироваться региональными сетевыми компаниями, созданными на базе акционерных обществ энергетики и электрификации.* В процессе развития электроэнергетики СССР была создана Единая энергетическая система страны (ЕЭС). Основной частью ЕЭС России является Единая национальная энергетическая сеть, включающая в себя систему магистральных линий электропередачи, объединяющих большинство регионов страны и представляющих собой один из элементов гарантии целостности государства. С целью ее сохранения и укрепления, обеспечения единства технологического управления и реализации государственной политики в электроэнергетике на базе существующих межсистемных электрических сетей к настоящему времени создана Федеральная сетевая компания (ФСК), являющаяся дочерним обществом РАО «ЕЭС России» со 100-процентным капиталом РАО. Критериями, по которым линии электропередачи относятся к магистральным, являются напряжение, объемы передаваемой энергии, направления мощности и т.п.

После преобразования РАО «ЕЭС России» государство будет иметь непосредственное участие в уставном капитале ФСК с контрольным пакетом акций после распределения акционерного капитала РАО «ЕЭС России» среди его собственников. Услуги по передаче электрической энергии по магистральным сетям подлежат регулированию со стороны государства.

*В процессе реформирования электроэнергетики сохраняется единая система единого оперативно-диспетчерского управления путем создания системного оператора (СО) на базе существующих центрального диспетчерского управления (ЦДУ) и объединенных диспетчерских управлений (ОДУ).*

Основными задачами СО являются управление режимами работы ЕЭС России, составление и исполнение балансов производства и потребления электроэнергии, обеспечение надежности энергосистемы страны и показателей качества электроэнергии.

На данном этапе СО создан РАО «ЕЭС России» в качестве дочернего предприятия со 100-процентным участием в его уставном капитале. В дальнейшем государство примет непосредственное участие в уставном капитале СО путем распределения его акционерного капитала среди собственников РАО «ЕЭС России». По мере проведения реформ и выхода государства из потенциально конкурентных сфер в электроэнергетике произойдет увеличение доли государства в уставном капитале СО путем обмена акций генерирующих компаний, принадлежащих государству, на акции СО, принадлежащих другим акционерам. Аналогичным образом государство получит контрольный пакет акций в уставном капитале ФСК.

*В процессе реформирования электроэнергетики создается администратор торговой системы (АТС).*

Задачи АТС:

- организация торговли на оптовом рынке электроэнергии;
- обеспечение расчетов за поставляемую электроэнергию и услуги, оказываемые участникам оптового рынка;
- контроль за действиями СО, влияющими на экономическую эффективность оптового рынка.

АТС образуется участниками оптового рынка электроэнергии в форме некоммерческой организации. В целях обеспечения баланса интересов продавцов и покупателей электроэнергии и предотвращения злоупотребления монопольным положением предусматривается равное представительство поставщиков и покупателей (включая крупных потребителей) электроэнергии в органах управления и имуществе АТС, обеспечение государственного контроля за деятельностью АТС, учет интересов всех субъектов рынка при принятии решений.

*На базе электростанций РАО «ЕЭС России» создаются генерирующие компании, которые являются самостоятельными участниками оптового рынка электроэнергии, и генерирующие компании тепловых и гидравлических электростанций.*

На начальном этапе реформирования генерирующие компании создаются РАО «ЕЭС России» в качестве дочерних обществ со 100-процентным участием в их уставных капиталах. В процессе реформирования будет проводиться демонополизация сферы производства электроэнергии путем выделения генерирующих компаний из РАО «ЕЭС России» с пропорциональным распределением их акций между акционерами РАО «ЕЭС России».

*Целью реформирования акционерных обществ энергетики и электрификации (ОАО-энерго) является разделение видов деятельности.*

*На базе ОАО-энерго создаются:*

- региональные сетевые компании (РСК), в собственность которых передаются сетевые активы (линии электропередачи, подстанции т.п.);
- территориальные генерирующие компании (ТГК), им передаются в собственность тепловые электростанции и тепловые сети;
- энегосбытовые компании;
- энергоремонтные компании;
- вспомогательные и обслуживающие предприятия (ремонтные, проектные, наладочные, образовательные, автотранспортные и др.) с передачей им соответствующих активов;
- региональные диспетчерские управления (РДУ).

В конечном счете, ОАО-энерго становятся региональной сетевой компанией. В дальнейшем, на базе РСК произойдет создание межтерриториальных сетевых компаний, а на базе выделившихся из ОАО-энерго генерирующих компаний – межрегиональные генерирующие компании.

Схемы реформирования электроэнергетики России показаны на рисунке 2.1, 2.2.



Рисунок 2.1 – Схема реформирования РАО ЕЭС

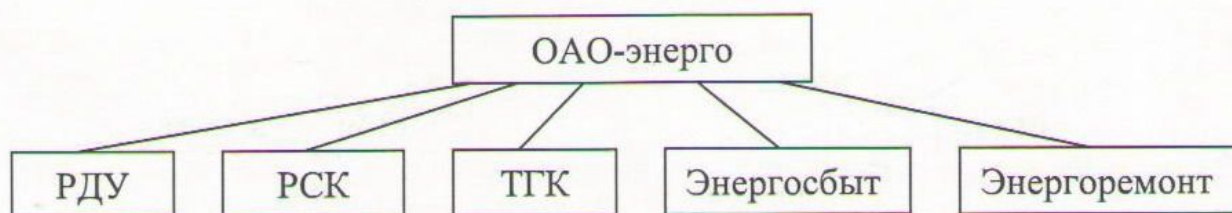


Рисунок 2.2 – Схема реформирования региональной энергетической компании

### **3 Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике**

#### **3.1 Система оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике**

Важной особенностью электроэнергетики с точки зрения управления является **единство и непрерывность технологического процесса**:

*производство – передача – распределение – потребление электроэнергии.*

В этой технологической цепочке задействованы многие самостоятельные предприятия и организации различных видов собственности, организационно-правовых форм и различной организационной структуры. Все это требует создания непрерывного оперативно-диспетчерского управления по всей технологической цепочке. Система оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике включает в себя комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей в пределах Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, осуществляемому субъектами оперативно-диспетчерского управления.

Целью деятельности системы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике является обеспечение надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, соответствующих требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям, установленным нормативными актами, и принятие мер для обеспечения исполнения обязательств субъектов электроэнергетики по договорам, заключаемым на оптовом и розничных рынках.

Основы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике изложены в Федеральном законе «Об электроэнергетике».

#### **3.2 Субъекты оперативно-диспетчерского управления**

Субъектами оперативно-диспетчерского управления являются:

- *системный оператор* Единой энергетической системы России (СО ЕЭС) – специализированная организация, осуществляющая единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченная на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой;

- *субъекты оперативно-диспетчерского управления* (организации и физические лица) *нижестоящего уровня*, уполномоченные на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии в пределах зон диспетчерской ответственности соответствующих субъектов оперативно-диспетчерского управления.

Системный оператор ЕЭС России является открытым акционерным обществом. Доля участия Российской Федерации в уставном капитале системного оператора в период реформирования Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «Единая энергетическая система России» не может составлять менее чем 52 %. По завершении реформирования доля Российской Федерации должна быть увеличена до уровня 75 % плюс одна голосующая акция в уставном капитале системного оператора.

Субъектами оперативно-диспетчерского управления по иерархии управления после системного оператора ЕЭС России являются:

- региональные диспетчерские управления (РДУ), образованные на базе оперативно-диспетчерских служб энергосистем;
- начальники смен электрических станций;
- оперативно-диспетчерские службы предприятий электрических сетей;
- оперативно-диспетчерские подразделения районов электрических сетей;
- оперативный персонал предприятий потребителей электроэнергии.

Принципиальная схема оперативно-диспетчерского управления представлена на рисунке.



**Схема оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике**

*Рисунок 3.1 – Схема оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике*

### **3.3 Основные принципы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике**

Основными принципами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике являются:



- обеспечение баланса производства и потребления электрической энергии в каждый текущий момент времени;
- подчиненность субъектов оперативно-диспетчерского управления нижестоящего уровня оперативным диспетчерским командам и распоряжениям субъектов оперативно-диспетчерского управления вышестоящего уровня;
- безусловное исполнение субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии с управляемой нагрузкой указаний субъектов оперативно-диспетчерского управления по регулированию технологических режимов работы объектов электроэнергетики (оперативных диспетчерских команд и распоряжений);
- осуществление мер, направленных на обеспечение безопасного функционирования электроэнергетики и предотвращение возникновения аварийных ситуаций;
- принятие мер, направленных на обеспечение в Единой энергетической системе России нормированного резерва энергетических мощностей;
- обеспечение долгосрочного и краткосрочного прогнозирования объема производства и потребления электрической энергии;
- приоритетность режимов комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в осенне-зимний период регулирования режимов работы генерирующего оборудования;
- экономическая эффективность оперативно-диспетчерских команд и распоряжений;
- ответственность субъектов оперативно-диспетчерского управления и их должностных лиц за нарушение порядка оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Обеспечение надежного энергоснабжения и экономической эффективности оперативно-диспетчерских команд и распоряжений является приоритетом при осуществлении оперативно-диспетчерского управления. Условием любых действий субъектов оперативно-диспетчерского управления является выбор экономически наиболее эффективного решения, которое обеспечивает безопасное и безаварийное функционирование технологической инфраструктуры электроэнергетики и качество электрической энергии.

### **3.4 Функции субъектов оперативно-диспетчерского управления**

Системный оператор представляет собой верхний уровень системы оперативно-диспетчерского управления и осуществляет:

- обеспечение соблюдения установленных параметров надежности функционирования Единой энергетической системы России и качества электрической энергии;

- управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики;
- участие в организации деятельности по прогнозированию объема производства и потребления в сфере электроэнергетики;
- согласование вывода в ремонт и из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства и энергетических объектов по производству электрической и тепловой энергии, а также ввода их после ремонта и в эксплуатацию;
- выдачу субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии обязательных для исполнения оперативно-диспетчерских команд и распоряжений;
- разработку оптимальных суточных графиков работы электростанций и электрических сетей;
- регулирование частоты электрического тока, обеспечение функционирования системы автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности, системной и противоаварийной автоматики.

*Специализированные субъекты оперативно-диспетчерского управления нижестоящего уровня по отношению к системному оператору осуществляют оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике в пределах зон своей диспетчерской ответственности. В пределах указанных зон они вправе принимать решения в форме обязательных для исполнения субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии с оперативно-диспетчерских команд и распоряжений, связанных с осуществлением функций по оперативно-диспетчерскому управлению. Оперативные диспетчерские команды и распоряжения субъектов оперативно-диспетчерского управления вышестоящего уровня обязательны для исполнения субъектами оперативно-диспетчерского управления нижестоящего уровня.*

*Субъекты электроэнергетики вправе не исполнять оперативно-диспетчерские команды и распоряжения, если это создает угрозу жизни людей, сохранности оборудования.*

При возникновении аварийных электроэнергетических режимов (режимов, которые характеризуются параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов, и ведут к угрозе повреждения оборудования и ограничению подачи электрической и тепловой энергии в значительном объеме) действует особый порядок оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, определяемый нормативными документами, правилами и инструкциями.

### **3.5 Оперативно-диспетчерское управление в электроустановках потребителей**

Требования к организации оперативно-диспетчерского управления в электроустановках потребителей определены в Правилах технической

эксплуатации электроустановок потребителей (Правила эксплуатации). *Задачами оперативно-диспетчерского управления являются:* разработка и ведение требуемого режима работы; производство переключений пусков и остановок; локализация аварий и восстановление режима работы; планирование и подготовка схем и оборудования к производству ремонтных работ в электроустановках; выполнение требований по качеству электрической энергии; обеспечение экономичности работы электрооборудования и рационального использования энергоресурсов при соблюдении режимов потребления; предотвращение и ликвидация аварий и отказов при производстве, преобразовании, передаче, распределении и потреблении электрической энергии.

Организация диспетчерского управления у потребителей должна осуществляться в соответствии с требованиями действующих Правил эксплуатации, при этом потребители, включенные в реестр энергоснабжающих организаций, осуществляют свою деятельность в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей.

*Система оперативного управления электрохозяйством,* организационная структура и форма оперативного управления, а также вид оперативного обслуживания электроустановок, число работников из оперативного персонала в смене определяются руководителем потребителя и документально оформляются.

Оперативное управление должно быть организовано по иерархической структуре, предусматривающей распределение функций оперативного контроля и управления между уровнями, а также подчиненность нижестоящих уровней управления вышестоящим.

Для потребителей электрической энергии вышестоящим уровнем оперативного управления являются диспетчерские службы соответствующих организаций электроэнергетики.

Для каждого оперативного уровня должны быть установлены две категории управления оборудованием и сооружениями – оперативное управление и оперативное ведение.

В оперативном управлении старшего работника из числа оперативного персонала должны находиться оборудование, линии электропередачи, токопроводы, устройства релейной защиты, аппаратура системы противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, операции с которыми требуют координации действий подчиненного оперативного персонала и согласованных изменений режимов на нескольких объектах. Операции с указанным оборудованием и устройствами должны производиться под руководством старшего работника из числа оперативного персонала. В оперативном ведении старшего работника из числа оперативного персонала должны находиться оборудование, линии электропередачи, токопроводы, устройства релейной защиты, аппаратура системы противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, операции, с

которыми не требуют координации действий персонала разных энергетических объектов, но состояние и режим работы которых влияют на режим работы и надежность электрических сетей, а также на настройку устройств противоаварийной автоматики.

Операции с указанным оборудованием и устройствами должны производиться с разрешения старшего работника из числа оперативного персонала. Все линии электропередачи, токопроводы, оборудование и устройства системы электроснабжения потребителя должны быть распределены по уровням оперативного управления.

Перечни линии электропередачи, токопроводов, оборудования и устройств, находящихся в оперативном управлении или оперативном ведении старшего работника из числа оперативного персонала потребителя, должны быть составлены с учетом решений по оперативному управлению энергоснабжающей организации, согласованы с ней и утверждены техническим руководителем потребителя.

Взаимоотношения персонала различных уровней оперативного управления должны быть регламентированы соответствующими положениями, договорами и инструкциями, согласованными и утвержденными в установленном порядке.

## 4 Производственная программа энергетической компании

### 4.1 Содержание производственной программы компании

Гражданским кодексом (часть 2) в параграфе «Энергоснабжение» определено, что правовой основой взаимоотношений поставщиков и потребителей энергии в условиях рыночной среды является договор энергосбережения, по которому поставщик обязуется подавать абоненту (потребителю) через присоединенную сеть энергию, а абонент обязуется оплачивать принятую энергию, а также соблюдать предусмотренный договором режим ее потребления, обеспечивать безопасность эксплуатации находящихся в ее ведении электрических и тепловых сетей, исправность энергопотребляющего оборудования и приборов учета.

Основным методом планирования энергетического производства является балансовый метод – метод, сопоставления имеющихся ресурсов и потребности в них. Планы производства рассчитываются исходя из следующих балансов:

- топливного баланса по видам и маркам топлива;
- баланса тепловой энергии (по видам теплоносителей: пар, горячая вода; по параметрам теплоносителей: давление, температура) и мощности;
- баланса электрической мощности и энергии.

В целом производственная программа энергетической компании разрабатывается в виде *топливно-энергетического баланса* в разделе «План производства», который состоит из вышеуказанных балансов.

Топливо-энергетический баланс компании			
Баланс электрической мощности	Баланс электрической энергии	Баланс тепловой энергии и мощности	Баланс топлива

Рисунок 4.1 Виды энергетических балансов

Задачи раздела «План производства»:

1. Инвентаризация производственного оборудования с целью оценки производственной мощности (потенциала) компании.
2. Составление планов-графиков проведения ремонтов с указанием выводимого в ремонт оборудования, сроков проведения ремонтов, исполнителей и затрат.
3. Расчет располагаемой и рабочей мощности электростанций и АО-энерго.
4. Составление баланса генерируемой мощности и нагрузок потребителей (баланса мощности), определение избытка или дефицита.
5. Планирование распределения электрической нагрузки между электростанциями энергосистемы, расчет плановой выработки и отпуска

тепла электростанциями и АО-энерго, и составление планового баланса выработки и потребления электроэнергии (тепла).

6. Рассчитывается плановая потребность по видам топлива, составляется топливный баланс и план закупки топлива энергетической компанией (на основе планового отпуска электроэнергии и тепла).

7. Расчет плановой сметы затрат на производство и реализацию энергии и калькуляции себестоимости энергии.

## 4.2 Производственная мощность энергетических компаний

Производственная мощность является основным показателем, характеризующим производственный потенциал, определяемая количеством и единичной мощностью основного оборудования.

Мощность производственного оборудования – потенциальная способность оборудования произвести определенное количество продукции (работ и услуг) при данной технологии, режиме производства и обеспеченности материальными, денежными, трудовыми ресурсами.

Производственная мощность электросетевых компаний оценивается протяженностью и пропускной способностью воздушных и кабельных сетей, классом напряжения (высокое, среднее, низкое), числом и мощностью трансформаторов и трансформаторных подстанций.

Производственная мощность генерирующих объектов – это предельная мощность, которую может развить энергетический агрегат: парогенератор, турбина, электрогенератор или электростанция в конкретных условиях работы при условии выполнения всех требований нормальной эксплуатации. Производственная мощность электрогенерирующих объектов измеряется в кВт, МВт, ГВт, теплогенерирующих установок – в Гкал/час и тонн пара/час.

Энергетические компании характеризуются следующими видами мощности:

1. *Установленная мощность (УМ)*. УМ – это мощность объектов по производству электрической и тепловой энергии на момент их введения в эксплуатацию. Это паспортная мощность, определенная заводом-изготовителем и зависящая от конструктивных и технических характеристик агрегата. УМ остается неизменной в течение срока эксплуатации, если агрегат не подвергается перемаркировке, при отсутствии ввода нового и демонтажа старого оборудования. УМ на конец года рассчитывается по формуле:

$$N_y^{к.г.} = N_y^{н.г.} + \sum_1^n N_в - \sum_1^m N_д \pm \sum_1^p \Delta N_n \quad (4.1)$$

$N_y^{к.г.}$ ,  $N_y^{н.г.}$  - установленная электрическая мощность на конец и начало года соответственно;  $N_в$ ,  $N_д$  – мощность каждого из вновь вводимых и демонтируемых турбоагрегатов;  $\Delta N_n$  - изменение установленной мощности турбоагрегата в результате перемаркировок («+» - повышение; «-» -

уменьшение);  $n, m, p$  – количество турбоагрегатов соответственно введенных, демонтируемых и перемаркированных.

Средняя за год установленная мощность определяется с учетом средней за год вновь введенной ( $N_y^{cp}$ ), и демонтированной ( $N_\delta^{cp}$ ) мощности:

$$N_y^{cp} = N_y^{н.з.} + \sum_1^n N_\epsilon^{cp} - \sum_1^m N_\delta^{cp} \pm \sum_1^p \Delta N_n^{cp} \quad (4.2)$$

$$N_\epsilon^{cp} = \frac{N_\epsilon \times T_{раб}^\epsilon}{T_{календ}} \quad (4.3)$$

где  $T_{раб}^\epsilon$  – период работы вновь введенной мощности в календарном году;  $T_{календ}$  – календарная продолжительность периода (года).

$$N_\delta^{cp} = \frac{N_\delta \times T_{не раб}^\delta}{T_{календ}} \quad (4.4)$$

где  $T_{не раб}^\delta$  – период времени, в течение которого оборудование не работало по причине его демонтажа в календарном году.

$$N_n^{cp} = \frac{N_n \times T_{раб}^n}{T_{календ}} \quad (4.5)$$

где  $T_{раб}^n$  – период работы перемаркированных агрегатов в календарном году.

## 2. Располагаемая мощность (РМ, максимально доступная мощность).

РМ – это часть установленной мощности объектов по производству электрической энергии за исключением мощности, неиспользуемой по причине технических, сезонных и временных ограничений мощности. К ограничениям технического характера относят:

- использование непроектного вида топлива или менее качественного по сравнению с проектным;
- износ основных производственных средств.

К сезонным ограничениям мощности относят:

- недостатки воды для ГЭС;
- недостатки потребителей тепла на ТЭЦ с турбинами противодавленческого типа;
- ухудшением вакуума в конденсаторах турбин ТЭС в летний период в виду высокой температуры охлаждающей воды;
- недостатком охлаждающей воды для конденсаторов ТЭС в маловодный период.

К устранимым ограничениям временного характера относят:

- дефекты оборудования;
- строительные-монтажные недоделки;

- несоответствие по мощности между отдельными элементами (например, недостаточная пропускная способность ЛЭП, ограничивающая выдачу мощности электростанций).

Располагаемая мощность меньше установленной на величину ограничений ( $N_{огр}$ ):

$$N_{расп} = N_y - N_{огр}, \text{ кВт} \quad (4.6)$$

3. Рабочая мощность (РабМ) – часть располагаемой мощности объектов по производству электрической и тепловой энергии за исключением мощности объектов, выведенных в установленном порядке из эксплуатации, в т.ч. в ремонт, реконструкцию, консервацию и объектов, находящихся в вынужденном простое. Определяется по формуле:

$$N_{раб} = N_y - N_{огр} - N_{рем} - N_{рек} - N_{консер} - N_{вын.прост}, \text{ кВт} \quad (4.7)$$

$N_y$  – установленная электрическая мощность станции или генерирующей компании;  $N_{рем}$  – мощность оборудования, выведенного в плановые ремонты: капитальный, средний и текущий и неплановые ремонт;  $N_{рек}$  – мощность генерирующих объектов, находящихся в реконструкции, модернизации, техперевооружения;  $N_{конс}$  – мощность, выведенная в консервацию;  $N_{вын.прост}$  – мощность, находящаяся в вынужденном простое.

Рабочая мощность должна обеспечивать покрытие нагрузки потребителей и необходимый резерв мощности. Рабочая мощность участвует в формировании приходной части баланса мощности компании.

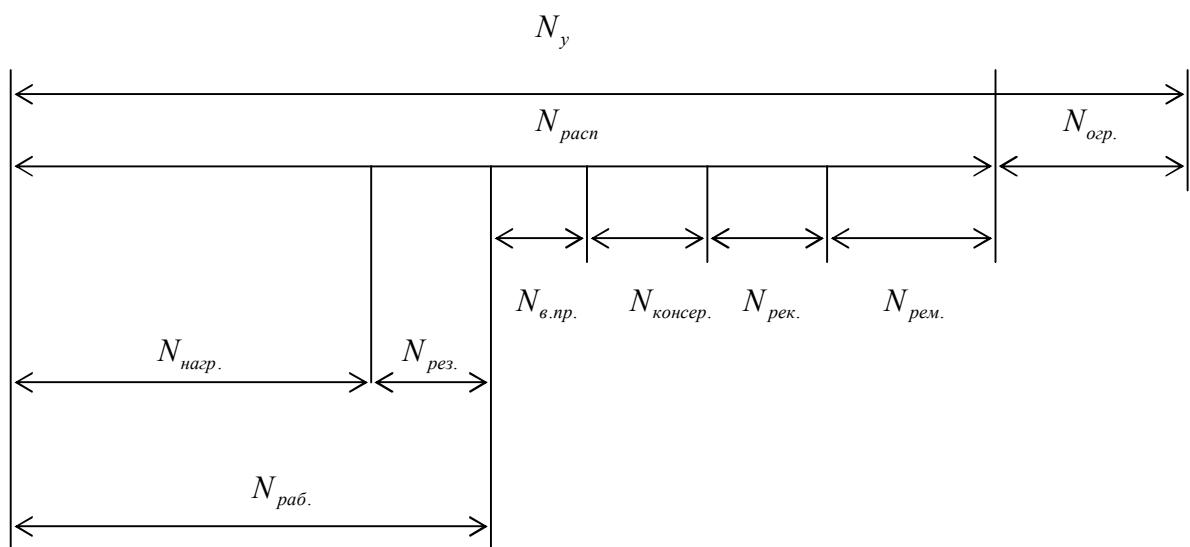


Рисунок 4.2 – Установленная, располагаемая и рабочая мощности энергетической компании



Составление планового баланса мощности компании требует предварительной разработки графика проведения плановых ремонтов (капитального, среднего, текущего), которые влияют на снижение мощности.

Расчет снижения мощности производится в следующей последовательности:

- определяется снижение мощности из-за вывода в ремонт одновременно парогенератора и турбоагрегата, т.е. блока;
- определяется снижение мощности из-за вывода в ремонт парогенераторов, т.к. их ремонт сопровождается заменой его резервным парогенератором, что изменяет электрическую мощность незначительно (или вообще не изменяет);
- определяется снижение из-за ремонта вспомогательного оборудования и общестанционных устройств.

Снижение мощности в результате простоев в неплановых ремонтах (аварийность оборудования – вероятностный параметр) определяется по нормативу в процентах от установленной мощности агрегатов, оставшихся в работе после вывода оборудования в ремонт. Норматив составляет для ГЭС – 0,5%, АЭС – 0,3%; ТЭС – 1-6% (в зависимости от вида топлива; 6% характерна для пылеугольных ТЭС).

Среднегодовое снижение мощности по причине реконструкции, модернизации и техперевооружения рассчитывается как:

$$N_{рек.}^{cp} = \frac{N_y^{рек.} \times T_{рек.}}{T_{календ}} \quad (4.8)$$

где  $N_y^{рек.}$  – установленная мощность агрегатов, выводимых в реконструкцию, модернизацию или техперевооружения;  $T_{рек.}$  – периоды простоя агрегатов в реконструкции, модернизации, техперевооружении в течение календарного года.

Аналогично рассчитывается снижение мощности по причине вывода оборудования в консервацию.

Показателем использования производственной мощности электростанций и генерирующих компаний служит коэффициент готовности к несению нагрузки ( $K_{гот.}$ ):

$$K_{гот.} = \frac{N_{раб}}{N_y} \quad (4.9)$$

### 4.3 Расход электроэнергии и мощности на собственные нужды электростанций

Производственные и хозяйственные нужды энергетических компаний, собственные нужды электростанций являются элементами расходной части балансов мощности и энергии.

*Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций и подстанций* – это потребление электроэнергии механизмами, обеспечивающими необходимые условия функционирования электростанций и подстанций в технологическом процессе выработки и преобразования электрической энергии.

К основным составляющим расхода электроэнергии (мощности) на собственные нужды ТЭС относятся:

- расход электроэнергии на собственные нужды котельного цеха;
- расход электроэнергии на собственные нужды турбинного и электрического цеха (электроцеха);
- расход электроэнергии на собственные нужды теплофикационного отделения ТЭЦ.

В состав расхода электроэнергии (мощности) на собственные нужды котельного цеха включаются электроэнергия, расходуемая электродвигателями:

- механизмов, обслуживающих принадлежащие электростанции разгрузочные устройства и склады топлива (вагоноопрокидыватели, краны, скреперы, размораживающие устройства);
- механизмов по подаче и добавлению топлива (лебедки, элеваторы, конвейеры, мазутные насосы, дробилки, механизмы обеспыливания тракта топливоподачи и др.);
- механизмы по размолу угля (мельниц и мельниц-вентиляторов);
- механизмов по пневматической подаче пыли (пневмовинтовых насосов);
- вентиляторов горячего дутья, механизмов золоулавливания и золо- и шлакоудаления;
- прочих механизмов котельных установок: сушилок, элеваторов, приводов топочных механизмов, подачи в топку пыли высокой концентрации.

Расходы электроэнергии на собственные нужды турбинного и электрического цеха включают электроэнергию, потребляемую электродвигателями:

- циркуляционных насосов и вентиляторов градирен;
- конденсатных насосов, дренажных насосов регенеративных подогревателей, насосов установок по очистке основного конденсата турбин;
- систем охлаждения генераторов и трансформаторов, систем вентиляции аккумуляторных батарей, компрессоров воздушных выключателей, двигатель-генераторов и прочих двигателей электроцеха;
- прочих механизмов: масляных насосов, системы смазки и регулирования, перекачивающих и дренажных насосов, насосов подкачки воды в систему циркуляционного водоснабжения;

Теплофикационное отделение ТЭЦ сопряжено с расходом электроэнергии электродвигателями:

- сетевых, подпиточных и подкачивающих насосов теплосети, установленных на территории подстанции;
- конденсатных насосов подогревательной сетевой воды.

Дополнительно в составе расхода на собственные нужды электростанций учитываются расходы электроэнергии на освещение и вентиляцию производственных помещений, а также потери электроэнергии в трансформаторах собственных нужд.

Планирование расхода электроэнергии и тепла на собственные нужды осуществляется с использованием норм расхода электроэнергии (тепла) на единицу производимой работы соответствующими механизмами собственных нужд: например, на одну тонну перекачиваемой насосами воды, на одну тонну размалываемого или транспортируемого топлива и т.д.

$$\bar{\mathcal{E}}_i^{ch} = \bar{\mathcal{E}}_i \times V_i \quad (4.10)$$

где  $\bar{\mathcal{E}}_i$  – норма расхода электроэнергии на единицу работы, выполняемой  $i$ -м механизмом собственных нужд;  $V_i$  – объем работ, производимый  $i$ -м механизмом собственных нужд.

Долю расхода электроэнергии (мощности) на собственные нужды электростанций от выработки электроэнергии (установленной мощности) характеризует коэффициент расхода электроэнергии (мощности) на собственные нужды электростанций:

$$k_{ch}^{\mathcal{E}} = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{\mathcal{E}}_i^{ch}}{\mathcal{E}_{выр}} \times 100\% \quad (4.11)$$

или

$$k_{ch}^N = \frac{\sum_{i=1}^n N_i^{ch}}{N_y} \times 100\% \quad (4.12)$$

где  $N_i^{ch}$  – мощность электродвигателя  $i$ -го механизма собственных нужд;  $n$  – механизмы собственных нужд электростанции.

В общем случае соотношение коэффициентов расхода электроэнергии (мощности) на собственные нужды для основных типов электростанций имеет вид:

$$K_{ch}^{AЭС} > K_{ch}^{ТЭЦ} > K_{ch}^{КЭС} > K_{ch}^{ГАЭС} > K_{ch}^{ГЭС} \quad (4.13)$$

АЭС имеет многоконтурную схему циркуляции теплоносителя, на АЭС расходуется электроэнергия на очистку воздуха, дозиметрический контроль, автоматические устройства, осуществляющие перегрузку ТВЭЛ в активной зоне реактора, на конденсатные и циркуляционные насосы.

Расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ превышает аналогичный показатель для КЭС, т.к. при одинаковой выработке электроэнергии от ТЭЦ дополнительно отпускается тепло, в результате увеличивается расход топлива и, соответственно, электроэнергии на его подготовку. Расход электроэнергии на ТЭС зависит от типа топлива: для ТЭС, работающей на твердом топливе,  $K_{сн}$  больше, чем для ТЭС, работающих на мазуте или природном газе, из-за дополнительного расхода электроэнергии на подготовку к сжиганию твердого топлива (на разгрузку, размол, подсушку).

Отсутствие на ГЭС парогенераторов, систем подготовки топлива, циркуляционных, конденсатных, питательных насосов и другое обеспечивает ГЭС минимальный расход электроэнергии на собственные нужды.

В среднем коэффициенты расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций равны:

$$K_{сн}^{АЭС} = 7 - 9\%; K_{сн}^{ТЭЦ} = 5 - 7\%; K_{сн}^{КЭС} = 3 - 5\%; K_{сн}^{ГЭС} = 1 - 2\%.$$

*Расход электроэнергии на производственные нужды* – это потребление электроэнергии котельными и электробойлерными установками, как состоящими на самостоятельном балансе, так и на балансе энергокомпаний, а также расход электроэнергии на перекачку воды гидроаккумулирующими электростанциями.

*Расход электроэнергии на хозяйственные нужды* – потребление электроэнергии вспомогательными и непроизводственными подразделениями, находящимися на балансе энергетических компаний, необходимое для обслуживания основного производства, но непосредственно не связанное с технологическими процессами производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии.

#### **4.4 Потери мощности и энергии в электрических цепях**

Потери мощности и энергии в электрических цепях – важнейшие показатели экономичности работы сетевых компаний. Выделяют потери технологические и коммерческие.

*Технологические потери* в сетях – технологический расход электроэнергии на ее транспорт, т.к. передача электроэнергии по сетям без преодоления активного сопротивления материалов проводников невозможна (на это расходуется часть электроэнергии и мощности). В состав технологических потерь входят условно-постоянные потери, практически не зависящие от нагрузки (потери на холостой ход трансформаторов, потери в

компенсирующих устройствах) и переменные – нагрузочные потери, зависящие от величины передаваемой мощности.

Относительная величина технологических потерь энергии и мощности при передаче оценивается коэффициентом потерь, характеризующим потери в процентах от мощности (энергии), передаваемой в сеть:

$$k_{nom}^N = \frac{N_{nom.}}{N_{пер.всеть}} \times 100\%; \quad (4.14)$$

$$k_{nom}^{\mathcal{E}} = \frac{\mathcal{E}_{nom.}}{\mathcal{E}_{пер.всеть}} \times 100\%; \quad (4.15)$$

где  $N_{nom.}$ ,  $\mathcal{E}_{nom.}$  – соответственно, технологические потери мощности и электроэнергии при передаче и распределении электроэнергии (мощности) по сетям;  $N_{пер.всеть}$ ,  $\mathcal{E}_{пер.всеть}$  – соответственно, передача мощности и электроэнергии в сеть.

Технологические потери электроэнергии при передаче и распределении энергии считаются удовлетворительными, если они не превышают 4-5% и максимально допустимыми при 10% (подтверждается отечественной статистикой). С 1994 года потери электроэнергии в электрических сетях России увеличились до 12% и более (высокий износ электросетевого хозяйства, увеличение числа аварий, отказов и, как результат, работа сетей в неоптимальных режимах; сокращение инвестиций в строительство новых сетевых объектов, в техническое перевооружение действующих электрических сетей, в системы учета электроэнергии, системы управления режимами). Технологические потери в сетях могут быть определены расчетным путем и совместно с коммерческими потерями измерены по разности показаний счетчиков, фиксирующих отпуск электроэнергии в сеть и отпуск электроэнергии из сети. Меры по снижению технологических потерь:

- проведение предупредительных ремонтов электрических сетей и оборудования подстанций;
- внедрение современного высокотехнологичного сетевого оборудования;
- повышение напряжения передачи переменным и постоянным током;
- оптимизация режимов электрических сетей;
- замена недогруженных и перегруженных трансформаторов;
- установка сертифицированных приборов учета.

*Коммерческие потери* вызваны недостоверностью и недостаточностью учета, а также хищениями электроэнергии. Состав коммерческих потерь:

- потери, вызванные погрешностями системы учета электроэнергии и обусловленные неправильными схемами подключения счетчиков или их неисправностями, ошибками при снятии показаний счетчиков или

умышленным искажениям информации; хищениями электроэнергии вследствие незаконного подключения к сетям;

- потери при выставлении счетов, возникающие в результате ошибочной информации о заключенных договорах на пользование электроэнергией; недостаточного контроля и ошибок при выставлении счетов клиентам;
- потери при востребовании оплаты, вызванные задержками в оплате позже установленного срока; безнадежными долгами и неоплаченными счетами потребителей.

Одним из условий функционирования рынка энергии является внедрение современных сертифицированных средств учета электроэнергии и в первую очередь систем коммерческого (АСКУЭ) и технологического учета (АСТУЭ) электроэнергии.

#### 4.5 Методы определения спроса на электрическую энергию

К основным методам планирования спроса на электрическую (тепловую) энергию относятся: экономико-статистические методы; методы экспертных оценок; метод прямого счета (нормативный метод); комбинированный подход в применении методов.

*Экономико-статистические модели. Метод экстраполяции трендов* основан на обработке однородных статистических временных рядов электропотребления за прошедшие периоды с использованием линейной модели (применяем для текущего планирования энергопотребления). *Модель однофакторной корреляции* предполагает определение электропотребления в зависимости от одного из производственных или экономических показателей (экзогенных факторов). Многофакторные корреляционные модели предусматривают определение объема электропотребления в зависимости от нескольких заранее обоснованных экзогенных факторов. Корреляционные методы применяются при краткосрочном и долгосрочном планировании (в последнем случае повышается неопределенность результатов расчета). *Эконометрические модели* используют систему регрессионно-корреляционных зависимостей позволяющих учесть большее по сравнению с многофакторной корреляцией числа факторов, влияющих на объем электропотребления.

*Метод экспертных оценок.* Предполагает определение спроса на электроэнергию группой экспертов, производящих оценки в 2-3 этапа. Задача экспертов состоит в оценке возможного влияния на величину спроса факторов, внешних по отношению к потребителям. Применимы для текущего и среднесрочного планирования электропотребления при нестабильном спросе.

*Нормативный метод* планирования электропотребления (метод прямого счета) основан на использовании удельных расходов электроэнергии (плановых норм) на единицу продукции (работы, услуги) или одного жителя и планового объема продукции, услуг, численности населения. Данный метод применим при определении потребности в энергии отдельных потребителей,

групп потребителей и регионов. В целях идентификации механизма расчета спроса, потребители группируются в соответствии с классификационными признаками: видам производимой продукции, технологии, объемам и режимам энергопотребления, отраслевым, социальным и географическим признакам.

В основе построения ЭММ планирования потребности региона в электроэнергии лежит деление потребителей по отраслям экономики: промышленность (П), строительство (С), транспорт (Т), сельское хозяйство (СХ), коммунально-бытовое хозяйство (КБХ) и население (Н). Расчет потребности в электроэнергии производится поэтапно, начиная от определения потребности на производство отдельных видов продукции, отдельных предприятий, одной отрасли предприятий и заканчивая потребностью в целом по региону.

Потребность в электроэнергии промышленного предприятия определяется:

$$\mathcal{E}_{np.np.} = \sum P_i \times \bar{\varepsilon}_i, \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год} \quad (4.16)$$

где  $P_i$  – планируемый годовой объем производства  $i$ -й продукции;  $\bar{\varepsilon}_i$  – норма расхода электроэнергии на производство  $i$ -й единицы продукции, кВт·ч/ед.прод.

Потребность в электроэнергии предприятий одной отрасли определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{отр.пр.} = \sum \mathcal{E}_{np.np.}^j, \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год} \quad (4.17)$$

где  $\mathcal{E}_{np.np.}^j$  – потребность в электроэнергии  $j$ -го промышленного предприятия отрасли.

Потребность в электроэнергии региона определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{рег.} = \sum \mathcal{E}_{отр.пр.}^k, \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год} \quad (4.18)$$

где  $\mathcal{E}_{отр.пр.}^k$  – потребность в электроэнергии  $k$ -й отрасли промышленности региона.

Нормативный метод требует периодического просмотра норм расхода электроэнергии с учетом факторов, влияющих на их изменение. К таким факторам относятся:

- ухудшение качества перерабатываемого сырья;
- изменение номенклатуры и структуры продукции в сторону повышения более электроемких видов продукции;
- повышение степени износа энергопотребляющего оборудования;
- улучшение условий производства (увеличение освещенности производственных помещений, увеличение кратности обмена воздуха системами вентиляции и пр.);

- снижение нагрузки оборудования. Чем меньше степень загрузки оборудования, тем больше в общем электропотреблении доля расхода электроэнергии на холостой ход, что увеличивает расход электроэнергии в целом;

К числу факторов снижающих нормы расхода электроэнергии, относятся:

- увеличение единичной мощности энергопотребляющего оборудования;
- повышение КПД энергопотребляющих установок;
- снижение потерь электроэнергии в электрических сетях потребителей;
- переход на энергосберегающие технологии.

Аналогично планированию энергопотребления в промышленности определяется потребность в электроэнергии на транспорте, в сельском хозяйстве и коммунально-бытовом секторе.

Планирование потребности населения в электроэнергии производится по нормам расхода электроэнергии на одного жителя и численности жителей в районе:

$$\bar{\mathcal{E}}_{нас.} = \bar{\mathcal{E}} \times N, \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год} \quad (4.19)$$

где  $\bar{\mathcal{E}}$  – норма расхода электроэнергии на одного жителя, кВт·ч/чел·год;  $N$  – численность жителей в районе, чел.

#### 4.6 Графики электрической нагрузки

Электрическая нагрузка отдельных потребителей равна суммарной активной мощности работающих в данный момент электропотребляющих аппаратов и механизмов (электродвигателей, системы освещения, вентиляции, индукционных печей) и потерь мощности в сетях потребителей.

Конфигурация и параметры суточного графика нагрузки зависят от ряда фактор:

- природных: времени восхода и захода солнца, уровня естественного светового потока (облачный или солнечный день), температуры наружного воздуха, атмосферных явлений (дождь, снегопад);
- производственных, в т.ч. специфики технологии и режима производства;
- бытовых: режима активной жизнедеятельности людей, места их проживания (город, сельская местность); оснащенности жилья электробытовыми приборами;

К основным показателям, характеризующим режим энергопотребления потребителей относятся:

- максимальная ( $N_{max}^n$ ) и минимальная ( $N_{min}^n$ ) электрическая нагрузка потребителей, наблюдаемая в течение суток;
- средняя за сутки электрическая нагрузка потребителей:



$$N_{cp}^n = \frac{\mathcal{E}_{сут.}^n}{24}, \text{ кВт} \quad (4.20)$$

где  $\mathcal{E}_{сут.}^n$  – суточное потребление электроэнергии потребителями, кВт·ч/сут.

- число часов использования максимальной нагрузки потребителей показывает, какое число часов в году потребитель мог бы работать с максимальной нагрузкой при данном годовом электропотреблении ( $\mathcal{E}_{год}^n$ ):

$$h_{max}^n = \frac{\mathcal{E}_{год}^n}{N_{max}^n}, \text{ час / год} \quad (4.21)$$

для черной металлургии  $h_{max}^n = 7000 - 7500 \text{ час / год}$ ;

для машиностроения  $h_{max}^n = 4500 - 5000 \text{ час / год}$ .

По характеру электрические нагрузки объединяются в следующие группы:

- технологическая нагрузка промышленных потребителей (электропривод рабочих машин, электрические нагревательные печи, электрохимическое оборудование, электросварочные аппараты);
- электрическая тяга (магистральная, электрифицированный железнодорожный транспорт, городской электрифицированный транспорт);
- нагрузка коммунально-бытовой сферы (электропривод механизмов, системы канализации, водоснабжения) и населения (стиральные, посудомоечные машины, холодильники);
- осветительная нагрузка, включая освещение промышленных предприятий, уличное освещение, освещение жилых, офисных зданий и т.д.

В результате совмещения графиков нагрузки потребителей, графиков расхода мощности на собственные нужды электростанций, производственные и хозяйственные нужды компании, графика потерь мощности в электрических сетях формируется *суточный график нагрузки энергосистемы*, характеризующий изменение электрической нагрузки системы в течение суток.

Обобщающими параметрами суточных графиков нагрузки энергосистемы являются:

1. Максимальная электрическая нагрузка энергосистемы ( $N_{max}$ ), характеризующая наибольшее значение активной нагрузки в течение суток. В результате несовпадения во времени максимальных нагрузок отдельных потребителей совмещенный максимум нагрузки энергосистемы меньше по сравнению с арифметической суммой максимальных нагрузок потребителей. Разность между арифметической суммой максимальных нагрузок отдельных потребителей и совмещенный максимум нагрузки энергосистемы составляет нагрузочный эффект:

$$N_{нагр.эф.} = \sum_{n=1}^{n=k} N_{max}^n - N_{совм. max}^n \quad (4.22)$$

Нагрузочный эффект позволяет уменьшить ввод мощности в энергосистеме и сэкономить инвестиции в развитие генерирующих мощностей.

2. Минимальная ( $N_{min}$ ) и среднесуточная ( $N_{cp}$ ) электрическая нагрузка энергосистемы.

3. Коэффициент плотности (коэффициент заполнения) суточного графика электрической нагрузки, равный:

$$\beta = \frac{N_{cp}}{N_{max}} \quad (4.23)$$

4. Коэффициент неравномерности суточного графика нагрузки:

$$\gamma = \frac{N_{min}}{N_{max}} \quad (4.24)$$

Чем ближе значение коэффициентов плотности и неравномерности к единице, тем плотнее суточный график нагрузки, равномернее режим работы агрегатов электростанций и ниже себестоимость энергии.

Суточный график нагрузки энергосистемы имеет три характерные зоны (см. рисунок 4.3):

- базисная зона (1), ограниченная минимальной нагрузкой в ночной период;
- полупиковая зона (2), расположенная между минимальной ночной и минимальной дневной нагрузкой;
- пиковая зона (3), ограниченная минимальной дневной нагрузкой и максимально суточной нагрузкой энергосистемы.

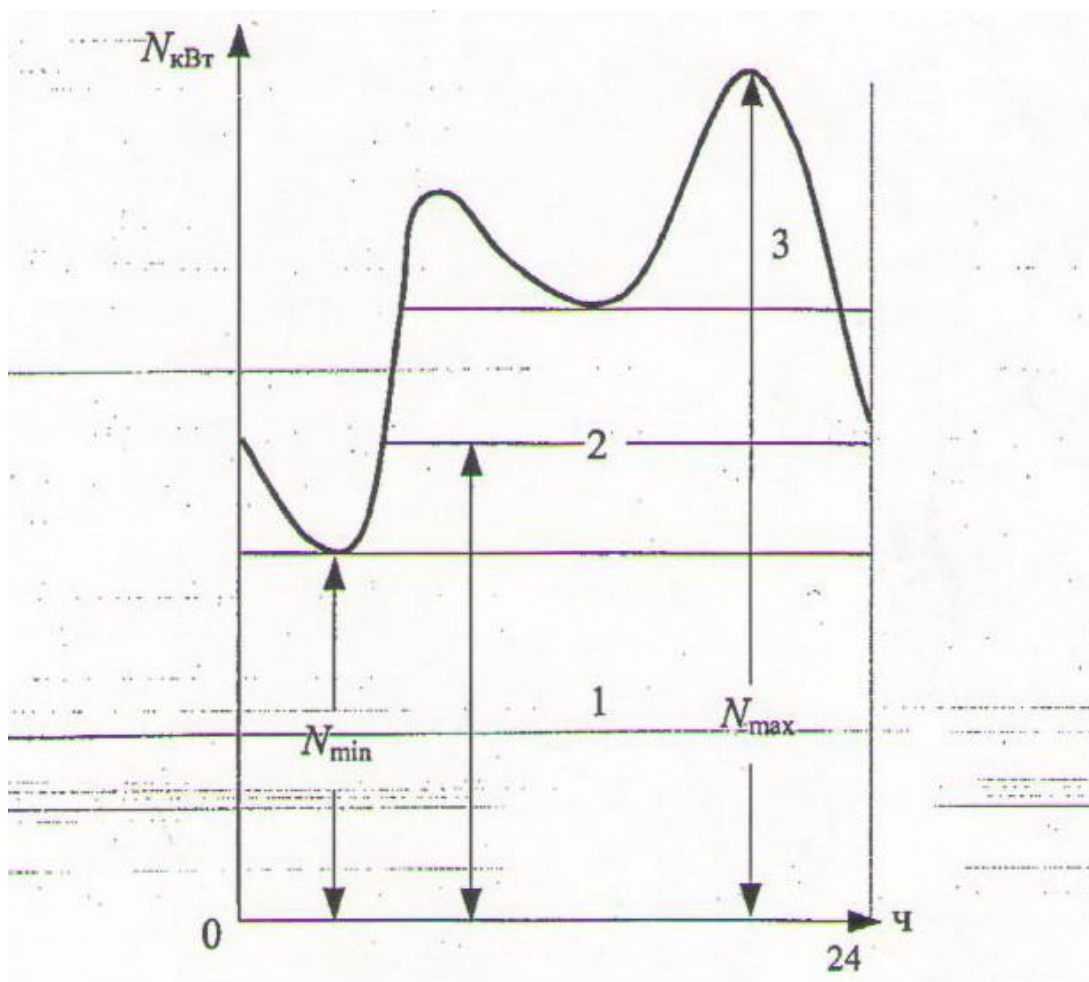


Рисунок 4.3 – Типовой суточный график нагрузки энергосистем

На основе суточных графиков нагрузки энергосистемы строится годовой график электрической нагрузки по продолжительности (см. рисунок 4.4), в котором, как и в суточном графике выделяются базовая (1), полупиковая (2) и пиковая (3) зоны. Для электростанций, работающих в базовой зоне графика нагрузки число часов использования установленной мощности составляет 5000 – 7500 часов/год, в полупиковой зоне – 3000 – 5000 часов/год и в пиковой – менее 3000 часов в год.

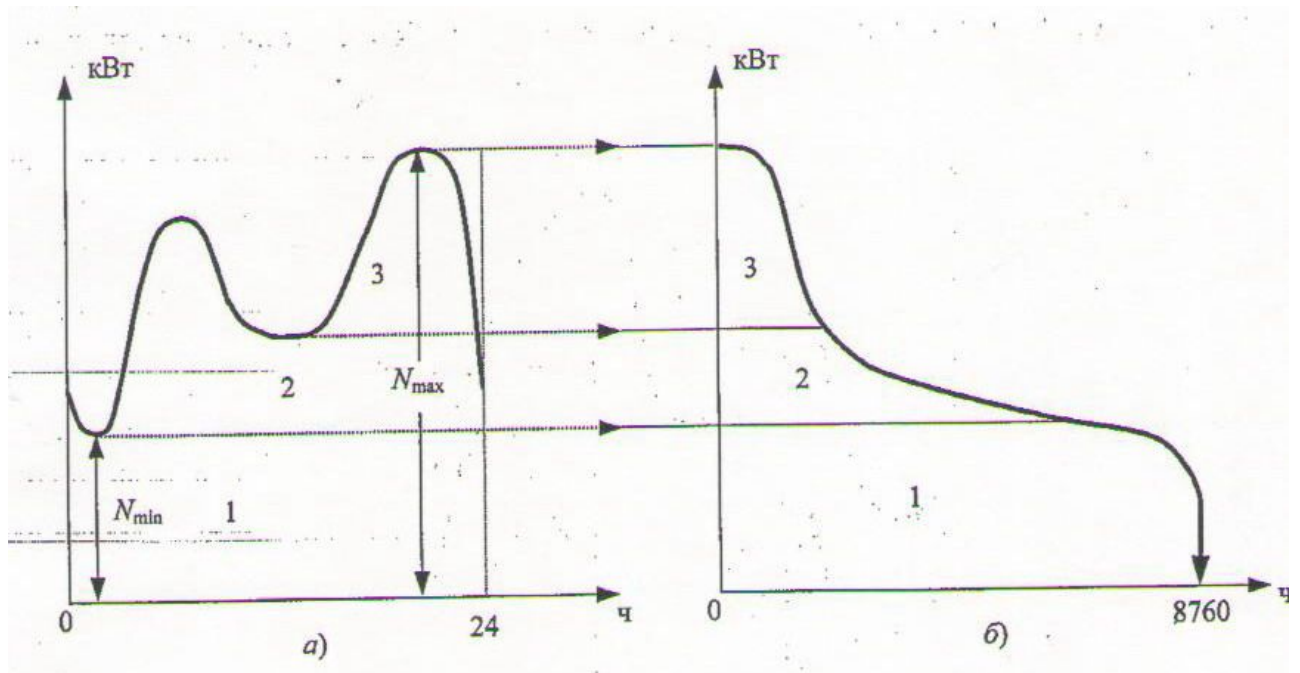


Рисунок 4.4 – Годовой график электрической нагрузки энергосистемы по продолжительности.

#### 4.7 Баланс электрической энергии и мощности

Электроэнергетика не позволяет аккумулировать энергию, поэтому в каждый момент времени должен выполняться баланс между генерируемой мощностью и электрической нагрузкой. Выполнение баланса мощности является неотъемлемым условием нормальной работы энергосистемы, характеризующим покрытие нагрузки потребителей с требуемой надежностью и качеством поставки. Надежность энергоснабжения потребителей – это способность энергосистемы не допускать ограничений электрической нагрузки из-за недостатка генерирующей мощности.

Составление плановых балансов энергии и мощности заключается в том, что они являются основой для проведения расчетов по обоснованию и регулированию тарифов на электрическую и тепловую энергию на рынках энергии и мощности. На базе балансов энергии и мощности, составляемых по районным энергетическим системам (то же самое по ОАО-энерго) обосновываются тарифы на розничном рынке; на базе сводного баланса по ЕЭС России – на оптовом рынке энергии и мощности. Баланс электроэнергии и мощности ЕЭС России является коммерческой основой для ведения режима работы ЕЭС России. На основе плановых балансов энергии и мощности энергетические компании определяют свою потребность в денежных ресурсах, необходимых для выполнения плана производства, и получения обоснованной прибыли, в результате чего достигается баланс коммерческих интересов энергетической компании и потребителей.

Составление баланса мощности включает расчет приходной и расходной части баланса, причем расходная часть баланса формируется в первую

очередь. Баланс мощности имеет вид (левая сторона – приходная часть баланса; правая сторона – расходная часть баланса):

$$N_{\text{раб}} + N_{\text{пок}}^{\text{ОРЭ}} + N_{\text{пок}}^{\text{незав.}} = N_{\text{собств.потр.}} + N_{\text{сн}} + N_{\text{пот.}} + N_{\text{произв.}} + N_{\text{хоз.}} + N_{\text{прод.}}^{\text{ОРЭ}} + N_{\text{рез}}, \quad (4.25)$$

где  $N_{\text{раб}}$  – рабочая мощность электростанций ОАО-энерго;  $N_{\text{пок}}^{\text{ОРЭ}}$  – мощность, покупаемая с оптового рынка энергии и мощности;  $N_{\text{пок}}^{\text{незав.}}$  – мощность, покупаемая у независимых производителей;  $N_{\text{собств.потр.}}$  – электрическая нагрузка собственных потребителей ОАО-энерго;  $N_{\text{сн}}$  – расход мощности на собственные нужды электростанций ОАО-энерго;  $N_{\text{пот.}}$  – потери мощности при передаче по сетям;  $N_{\text{произв.}}$ ,  $N_{\text{хоз.}}$  – расход мощности соответственно на производственные и хозяйственные нужды ОАО-энерго;  $N_{\text{прод.}}^{\text{ОРЭ}}$  – мощность, продаваемая ОАО-энерго на оптовый рынок;  $N_{\text{рез.}}$  – резервная мощность.

Характер баланса определяется по величине сальдо – перетока мощности: если  $N_{\text{пок}}^{\text{ОРЭ}} > N_{\text{прод.}}^{\text{ОРЭ}}$ , то баланс мощности дефицитен, в противном случае – избыточен.

При составлении планового баланса мощности в его расходной части следует учесть увеличение нагрузки за счет новых присоединений потребителей ( $N_{\text{присоед.}}^{\text{нов.}}$ ), в приходной части – ввод новых ( $N_{\text{ввод}}$ ) и демонтаж ( $N_{\text{демонт.}}$ ) выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей.

$$N_{\text{раб}} + N_{\text{пок}}^{\text{ОРЭ}} + N_{\text{пок}}^{\text{незав.}} + N_{\text{ввод}} - N_{\text{демонт.}} = N_{\text{собств.потр.}} + N_{\text{сн}} + N_{\text{пот.}} + N_{\text{произв.}} + N_{\text{хоз.}} + N_{\text{прис.}}^{\text{нов.}} + N_{\text{прод.}}^{\text{ОРЭ}} + N_{\text{рез}}$$

Плановый баланс мощности рассчитывается для зимних суток с максимальной электрической нагрузкой, что позволяет определить возможный дефицит генерируемой мощности в самый напряженный режимный день и запланировать ввод дополнительной мощности или выбрать иной вариант развития компании.

Баланс мощности для генерирующей компании имеет вид:

$$N_{\text{раб.}}^{\text{ген.комп.}} = \sum_1^n N_{\text{раб.}}^{\text{эл.ст.}} = \sum_1^n N_{\text{прод}}^{\text{эл.ст.}} + \sum_1^n N_{\text{сн}}^{\text{эл.ст.}} + N_{\text{произв.}}^{\text{ген.комп.}} + N_{\text{хоз.}}^{\text{ген.комп.}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ген.комп.}}, \quad (4.26)$$

где  $n$  – число электростанций, входящих в состав генерирующей компании;  $\sum_1^n N_{\text{прод}}^{\text{эл.ст.}}$  – мощность, продаваемая генерирующей компанией со своих электростанций на оптовый рынок.

Состояние рынка электроэнергии определяется балансом энергии, т.е. равенством производимой и потребляемой энергии. В электроэнергетике работа «на склад» невозможна, поэтому баланс выработки и потребления электроэнергии должен выполняться для любого периода времени: часа, суток, месяца, года. В общем случае баланс электроэнергии энергосистемы

(ОАО-энерго) записывается в следующем виде (левая сторона – приходная часть баланса; правая сторона – расходная часть баланса):

$$\mathcal{E}_{\text{выр.}} + \mathcal{E}_{\text{пок.}}^{\text{ОРЭ}} + \mathcal{E}_{\text{пок.}}^{\text{незав.}} = \mathcal{E}_{\text{собств.потр.}} + \mathcal{E}_{\text{сн}} + \mathcal{E}_{\text{техн.}} + \mathcal{E}_{\text{произв.}} + \mathcal{E}_{\text{хоз.}} + \mathcal{E}_{\text{прод.}}^{\text{ОРЭ}}, \quad (4.27)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{выр.}}$  – выработка электроэнергии собственными и арендуемыми электростанциями ОАО-энерго;  $\mathcal{E}_{\text{пок.}}^{\text{ОРЭ}}$  – покупка электроэнергии на оптовом рынке энергии и мощности;  $\mathcal{E}_{\text{пок.}}^{\text{незав.}}$  – покупка электроэнергии у независимых производителей;  $\mathcal{E}_{\text{собств.потр.}}$  – потребление электроэнергии потребителями, находящимися в зоне энергоснабжения ОАО-энерго (потребление собственными потребителями ОАО-энерго);  $\mathcal{E}_{\text{сн}}$  – расход электроэнергии на собственные нужды электростанций ОАО-энерго;  $\mathcal{E}_{\text{пот.}}$  – потери электроэнергии в сетях ОАО-энерго;  $\mathcal{E}_{\text{произв.}}$ ,  $\mathcal{E}_{\text{хоз.}}$  – расход электроэнергии, соответственно на производственные и хозяйственные нужды ОАО-энерго;  $\mathcal{E}_{\text{прод.}}^{\text{ОРЭ}}$  – электроэнергия, продаваемая ОАО-энерго на оптовый рынок.

Баланс энергии для генерируемой компании представлен ниже:

$$\mathcal{E}_{\text{выр.}}^{\text{ген.комп.}} = \sum_1^n \mathcal{E}_{\text{выр.}}^{\text{эл.ст.}} = \sum_1^n \mathcal{E}_{\text{прод}}^{\text{эл.ст.}} + \sum_1^n \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{эл.ст.}} + \mathcal{E}_{\text{произв.}}^{\text{ген.комп.}} + \mathcal{E}_{\text{хоз.}}^{\text{ген.комп.}}, \quad (4.28)$$

где  $n$  – число электростанций, входящих в состав генерирующей компании;  $\sum_1^n \mathcal{E}_{\text{прод}}^{\text{эл.ст.}}$  – продаваемая генерирующей компанией на оптовый рынок электроэнергия с шин электростанций, входящих в состав генерирующей компании;  $\sum_1^n \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{эл.ст.}}$  – суммарный расход электроэнергии на собственные нужды станциями, входящими в состав генерирующей компании;  $\mathcal{E}_{\text{произв.}}^{\text{ген.комп.}}$ ,  $\mathcal{E}_{\text{хоз.}}^{\text{ген.комп.}}$  – расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды генерирующей компании.

#### 4.8 Баланс топлива

Баланс топлива за отчетный период за отчетный период составляется на основе данных учета, производимого в соответствии с «Правилами учета на электрических станциях», предусматривающими введение бухгалтерского и технического учета топлива. Бухгалтерский учет – правильное и своевременное документирование всех операций по движению топлива. Технический учет топлива основывается на 100-процентном взвешивании твердого и жидкого топлива и непрерывном контроле по газовым счетчикам расхода газообразного топлива.

Поступающий на топливный склад твердое топливо взвешивается вагонными весами, а подаваемое на производство – ленточными весами. Расход мазута определяется по изменению за сутки уровня мазута в

расходных баках мазутохранилища. Количество поставляемого и израсходованного за отчетный период (год, квартал, месяц) топлива оценивается по данным технического учета и результатам ежемесячной инвентаризации остатков топлива, хранящихся в штабелях, приемо-разгрузочных бункерах топливоподачи, в бункерах котельных, в расходных баках мазутохранилищ и других емкостях.

Плановый топливный баланс составляется на базе нормативных удельных расходов топлива и планового отпуска энергии. Баланс топлива, составляемый по видам и маркам топлива, имеет вид:

$$B_{i \text{ на скл.}}^{н.п} + B_{i \text{ пост}} = B_{i \text{ расх}} + B_{i \text{ на скл.}}^{к.п} \quad (4.29)$$

где  $B_{i \text{ на скл.}}^{н.п}$ ,  $B_{i \text{ на скл.}}^{к.п}$  – количество топлива  $i$ -го вида, находящееся на складе, соответственно, на начало и конец отчетного (планового) периода;  $B_{i \text{ пост}}$ ,  $B_{i \text{ расх}}$  – количество топлива  $i$ -го вида, соответственно поступившего на станцию и израсходованного на станции за отчетный (плановый) период.

#### 4.9 Производственные показатели электростанций

Методические основы расчета производственных показателей, в т.ч. производства, передачи, распределения и сбыта электроэнергии и тепла, используемые в задачах планирования и учета представлены ниже.

##### 1. Показатели производственной мощности электростанций.

Наряду с показателями установленной, располагаемой и рабочей мощности электростанций и генерирующих компаний в расчетах используются показатели мощности, характерные для определенной точки сети:

- мощность в точке раздела генерации и передачи, т.е. мощность, передаваемая с шин электростанций в сеть (см. рисунок 4.5). Данная мощность меньше установленной или рабочей мощности на величину расхода мощности на собственные нужды электростанций:

$$N_{\text{ш.ст.}} = N_y - N_{\text{сн}} = N_y - K_{\text{сн}} \cdot N_y = N_y \cdot (1 - K_{\text{сн}}), \text{ кВт} \quad (4.30)$$

- мощность в точке раздела сетей энергетической компании и сетей потребителей. Данная мощность – это мощность, преданная на шины потребителей ( $N_{\text{ш.потр.}}$ ), которая меньше мощности, переданной с шин станции в сеть, на величину потерь мощности при передаче ( $N_{\text{потр.}}$ ):

$$N_{\text{ш.потр.}} = N_{\text{ш.ст.}} - N_{\text{потр.}} = N_{\text{ш.ст.}} - K_{\text{потр.}} \cdot N_{\text{ш.ст.}} = N_y \cdot (1 - K_{\text{сн}})(1 - K_{\text{потр.}}), \text{ кВт} \quad (4.31)$$

где  $K_{\text{сн}}$ ,  $K_{\text{потр.}}$  – коэффициент использования мощности для собственных нужд и коэффициент потерь при передаче энергии по сетям соответственно.

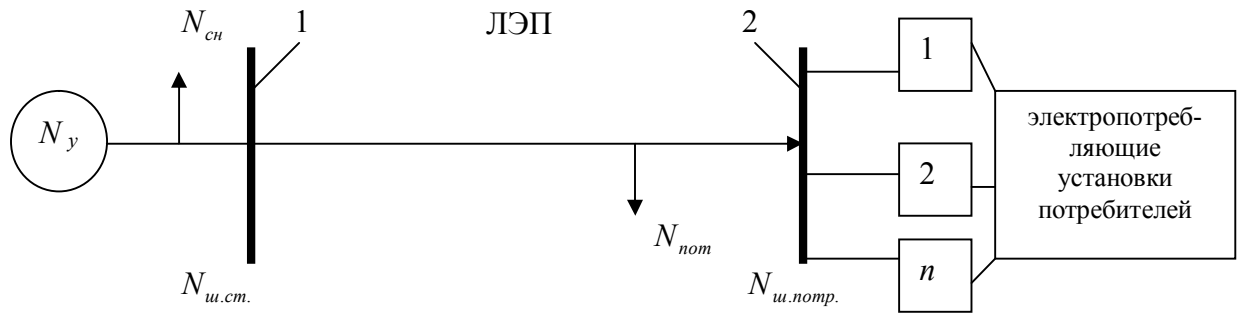


Рисунок 4.5 – Схема для определения мощности, отпускаемой в сеть и из сети (1- шины электростанций; 2 – шины потребителей).

## 2. Показатели выработки и отпуска электроэнергии.

- Выработка электроэнергии электростанциями за отчетный период определяется по разности показаний счетчиков на конец и начало отчетного периода, установленных на клеммах генераторов.

Определение выработки электроэнергии в технико-экономических расчетах производится:

- на основе суммарной потребности в электроэнергии потребителей ( $\mathcal{E}_{у.потр.}$ ):

$$\mathcal{E}_{выр.} = \frac{\mathcal{E}_{у.потр.}}{(1 - K_{сн})(1 - K_{пот.})}, \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (4.32)$$

- на основе числа часов использования установленной мощности ( $h_y$ ):

$$\mathcal{E}_{выр.} = N_y \cdot h_y, \text{ кВт} \cdot \text{час} / \text{год} \quad (4.33)$$

- Электроэнергия, отпускаемая (передаваемая) с шин электростанций в сеть, меньше выработки электроэнергии на величину расхода электроэнергии станции на собственные нужды:

$$\mathcal{E}_{отп.у.ст.} = \mathcal{E}_y - \mathcal{E}_{сн} = \mathcal{E}_y \cdot (1 - K_{сн}) = N_y h_y (1 - K_{сн.}), \text{ кВт} \cdot \text{час} / \text{год} \quad (4.34)$$

- Электроэнергия, передаваемая из сети потребителям, меньше электроэнергии, передаваемой в сеть с шин электростанции, на величину потерь электроэнергии при передаче по сетям ( $\mathcal{E}_{пот.}$ ):

$$\mathcal{E}_{у.потр.} = \mathcal{E}_{у.ст.} - \mathcal{E}_{пот.} = \mathcal{E}_{у.ст.} - K_{пот.} \cdot \mathcal{E}_{у.ст.} = \mathcal{E}_{выр.} \cdot (1 - K_{сн})(1 - K_{пот.}), \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год} \quad (4.35)$$

## 3. Показатели расхода топлива.

В плановых и проектных расчетах годовой расход топлива на электростанциях рассчитывается с использованием нормативных удельных расходов топлива.

- Расход топлива на производство электроэнергии на КЭС равен:

$$B_{КЭС} = v_{норм}^{КЭС} \cdot \mathcal{E}_{у.ст.}^{КЭС}, \text{ т у.т.} / \text{год} \quad (4.36)$$



где  $\mathcal{E}_{ш.ст.}^{КЭС}$  – электроэнергия, переданная с шин КЭС в сеть, кВт·час/год;  $\mathcal{e}_{норм}^{КЭС}$  – нормативный удельный расход топлива на переданный с шин КЭС в сеть киловатт-час, кг у.т. / кВт·час.

- Расход топлива на ТЭЦ на производство электроэнергии определяется, исходя из годового расхода тепла на производство электроэнергии ( $Q_{\mathcal{E}}$ ) и нормативного удельного расхода топлива на Гкал свежего пара, используемого на производство электроэнергии данным агрегатом ( $\mathcal{e}_q$ , кг у.т./Гкал):

$$B_{ТЭЦ}^{\mathcal{E}} = Q_{\mathcal{E}} \cdot \mathcal{e}_q, \quad m \text{ у.т./год} \quad (4.37)$$

Годовой расход тепла на производство электроэнергии ( $Q_{\mathcal{E}}$ , Гкал/час) определяется по формуле:

$$Q_{\mathcal{E}} = Q_{xx} \cdot T_{раб} + q_k \cdot \mathcal{E}_k + q_T \cdot \mathcal{E}_T, \text{ Гкал / час} \quad (4.38)$$

где  $Q_{xx}$  – расход тепла на холостой ход турбины, Гкал/час;  $T_{раб}$  – время работы турбины в течение года, час/год;  $q_k$  – относительный прирост тепла на производство электроэнергии по конденсационному режиму, Гкал/МВт·ч;  $\mathcal{E}_k$  – выработка электроэнергии по конденсационному режиму, МВт·ч/год;  $q_T$  – относительный прирост тепла на производство электроэнергии по теплофикационному режиму, Гкал/МВт·ч;  $\mathcal{E}_T$  – выработка электроэнергии по теплофикационному режиму, МВт·ч/год.

Расход топлива на тепло, отпущенное с коллекторов ТЭЦ, определяется на основе нормативных удельных расходов топлива на отпущенную Гкал тепла, частности:

$$B_{ТЭЦ}^q = \mathcal{e}_q^{np} \cdot Q_{год}^{отб. np} + \mathcal{e}_q^m \cdot Q_{год}^{отб. m} + \mathcal{e}_q^{нк} \cdot Q_{год}^{нк}, \quad m \text{ у.т./год} \quad (4.39)$$

где  $\mathcal{e}_q^{np}, \mathcal{e}_q^m, \mathcal{e}_q^{нк}$  – нормативные удельные расходы топлива на отпущенную из производственных отборов турбин, теплофикационных отборов турбин и от пиковых котлов в теплосеть Гкал тепла соответственно, Гкал/год;  $Q_{год}^{отб. np}, Q_{год}^{отб. m}, Q_{год}^{нк}$  – тепло, отпущенное из производственных отборов турбин, теплофикационных отборов турбин и от пиковых водогрейных котлов в тепловую сеть соответственно, Гкал / год.

Общий расход топлива на ТЭЦ равен сумме расхода топлива на производство электроэнергии и отпуск тепла:

$$B_{ТЭЦ} = B_{ТЭЦ}^{\mathcal{E}} + B_{ТЭЦ}^q, \quad m \text{ у.т./год} \quad (4.40)$$

- Расход топлива в котельной определяется как:

$$B_{кот} = Q_{год}^{кот} \cdot \mathcal{e}_{норм}^{кот}, \quad m \text{ у.т./год} \quad (4.41)$$

где  $\epsilon_{\text{норм}}^{\text{кот}}$  – нормативный удельный расход топлива на Гкал тепла, отпущенную в сеть с котельной, т. у.т. /год;  $Q_{\text{год}}^{\text{кот}}$  – тепло, отпущенное в сеть с коллекторов котельной, Гкал/год.

- Для ОАО-энерго расход топлива равен суммарному расходу топлива по всем электростанциям и котельным, находящимся на балансе ОАО:

$$B_{\text{ОАО}} = \sum_1^i B_{\text{ТЭС}} + \sum_1^n B_{\text{кот}}, \text{ т у.т. / год} \quad (4.42)$$

В виду отдельного учета и планирования расхода топлива по видам энергии (электрической и тепловой) расход топлива по ОАО-энерго составляет:

$$B_{\text{ОАО}} = B_{\text{ОАО}}^{\text{э}} + B_{\text{ОАО}}^{\text{q}}, \text{ т у.т. / год} \quad (4.43)$$

где  $B_{\text{ОАО}}^{\text{э}}$  – расход топлива на производство электроэнергии станциями ОАО-энерго;  $B_{\text{ОАО}}^{\text{q}}$  – расход топлива на тепло, отпущенное с коллекторов ТЭЦ и котельных.

Наяду с расходами топлива за период (год, квартал, месяц) в технико-экономических расчетах используются показатели удельных расходов топлива. Удельный расход топлива на выработанный кВт·час электроэнергии характеризует количество условного топлива, израсходованного на выработку киловатт-часа электроэнергии. В связи с тем (см.выше) что выполняется условие:  $\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{год}} > \mathcal{E}_{\text{и.ст.}}^{\text{год}} > \mathcal{E}_{\text{и.потр.}}^{\text{год}}$ , то соотношение между удельными расходами топлива при неизменном годовом расходе топлива на станции ( $B_{\text{год}}^{\text{э}}$ ) имеет вид:  $\epsilon_{\text{выр.ид.}}^{\text{э}} < \epsilon_{\text{и.ст.}}^{\text{э}} < \epsilon_{\text{и.потр.}}^{\text{э}}$ .

В технико-экономических расчетах, при неизвестном годовом расходе топлива, удельные расходы топлива на кВт·ч определяются исходя из удельного расхода топлива на производство электроэнергии в идеальном цикле производства электроэнергии и КПД электростанции (равном 100%):

$$\epsilon_{\text{выр.ид.}}^{\text{э}} = \frac{860}{7000} = 0,123 \text{ (кг у.т. / кВт} \cdot \text{час)} \quad (4.44)$$

Где 860 ккал/кВт·час – удельный расход тепла на выработанный кВт·час в идеальном цикле производства электроэнергии;

7000 ккал/кг у.т. – теплотворная способность килограмма условного топлива.

Удельный расход топлива на произведенный кВт·час в реальном цикле больше аналогичного показателя в идеальном цикле в результате потерь при производстве электроэнергии, учитываемых с КПД ТЭС брутто:

$$\epsilon_{\text{выр.}}^{\text{Э}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{ТЭС}}^{\text{бр.}}} \text{ (кг у.т. / кВт} \cdot \text{час)} \quad (4.45)$$

Электроэнергетика – топливояемкая отрасль. В себестоимости электроэнергии и тепла затраты на топливо составляют 60-70%, поэтому снижение удельных расходов топлива – одна из самых актуальных задач энергетиков, решаемая как на стадии проектирования энергетических блоков, так и в процессе их эксплуатации.

#### 4. КПД электростанций.

Эффективность использования топлива на электростанциях и котельных характеризуется коэффициентами полезного действия генерирующей установки. Система коэффициентов полезного действия включает:

- КПД брутто (КПД электростанций **по производству** электрической энергии):

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{бр.}} = \frac{0,86 \cdot \mathcal{E}_{\text{выр.}}}{7 \cdot B_{\text{Э}}} \cdot 100\%; \quad \eta_{\text{Э}}^{\text{бр.}} = \frac{0,123}{\epsilon_{\text{выр.}}^{\text{Э}}} \cdot 100\%. \quad (4.46)$$

где  $B_{\text{Э}}$  – расход топлива на производство электроэнергии.

- КПД электростанций **по отпуску** электроэнергии с шин (КПД нетто):

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{нетто}} = \frac{0,86 \cdot \mathcal{E}_{\text{ш.ст.}}}{7 \cdot B_{\text{Э}}} \cdot 100\%; \quad \eta_{\text{Э}}^{\text{нетто}} = \frac{0,123}{\epsilon_{\text{ш.ст.}}^{\text{Э}}} \cdot 100\%. \quad (4.47)$$

- КПД ТЭЦ или котельной по отпуску тепла с коллекторов:

$$\eta_{q\text{ТЭЦ}}^{\text{нетто}} = \frac{Q_{\text{от.колл.}}^{\text{ТЭЦ}}}{7 \cdot B_{\text{ТЭЦ}}^q} \cdot 100\%; \quad \eta_{q\text{ТЭЦ}}^{\text{нетто}} = \frac{0,143}{\epsilon_{\text{от.колл.}}^{q\text{ТЭЦ}}} \cdot 100\%. \quad (4.48)$$

$$\eta_{q\text{ кот.}}^{\text{нетто}} = \frac{Q_{\text{от.колл.}}^{\text{кот.}}}{7 \cdot B_{\text{кот}}^q} \cdot 100\%; \quad \eta_{q\text{ кот.}}^{\text{нетто}} = \frac{0,143}{\epsilon_{\text{от.колл.}}^{q\text{ кот.}}} \cdot 100\%. \quad (4.49)$$

где  $Q_{\text{от.колл.}}^{\text{ТЭЦ}}$ ,  $Q_{\text{от.колл.}}^{\text{кот.}}$  – годовой отпуск тепла с коллекторов ТЭЦ и котельной соответственно, Гкал.

0,143 – коэффициент, учитывающий количество килограмм условного топлива, необходимого на один **мега калорий** тепла.

- КПД ТЭЦ по отпуску электроэнергии и тепла (суммарный КПД нетто ТЭЦ):

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\Sigma \text{ нетто}} = \frac{0,86 \cdot \mathcal{E}_{\text{ш.ст.}}^{\text{ТЭЦ}} + Q_{\text{от.колл.}}^{\text{ТЭЦ}}}{7 \cdot B_{\text{ТЭЦ}}} \cdot 100\%, \quad (4.50)$$

где  $B_{\text{ТЭЦ}}$  – расход топлива на производство электроэнергии и тепла на ТЭЦ.

**Список источников**

1. Ламакин Г.Н. Основы менеджмента в электроэнергетике: Учебное пособие. Ч.1. 1-е изд. Тверь: ТГТУ, 2006. 208 с.
2. Федеральный закон «Об электроэнергетике». Принят Государственной Думой 21 февраля 2003 года. Одобрен Советом федерации 12 марта 2003 года (в ред. Федеральных законов от 22.08.2004 № 122-ФЗ, от 30.12.2004 № 211-ФЗ, от 18.12.2006 №232-ФЗ, от 04.11.2007 № 250-ФЗ).
3. Фомина В.Н. Экономика электроэнергетики: Учебник. – М.: ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2005. — 392 с.